Office national de l'énergie

National Energy Board

Le marché du **gaz naturel** au Canada

Dynamique *et* **p**rix

Évaluation du marché de l'énergie • novembre 2000

© Sa Majesté la Reine du chef du Canada representée par l'Office national de l'énergie 2000

N° de cat. NE23-93/2000F
ISBN 0-662-85219-2

Ce rapport est publié séparément dans les deux langues officielles.

Exemplaires disponibles sur demande auprès du:
Bureau des publications
Office national de l'énergie
444, Septième Avenue S.-O.
Calgary (Alberta)
T2P 0X8
Télécopieur: (403) 292-5503
Téléphone: (403) 299-3562
1-800-899-1265
Internet: www.neb.gc.ca

En personne, au bureau de l'Office:
Bibliothèque
Rez-de-chaussée

Imprimé au Canada

© Her Majesty the Queen in Right of Canada as represented by the National Energy Board 2000

Cat. No. NE23-93/2000E
ISBN 0-662-29556-0

This report is published separately in both official languages.

Copies are available on request from:
Publications Office
National Energy Board
444 Seventh Avenue S.W.
Calgary, Alberta
T2P 0X8
Fax: (403) 292-5503
Phone: (403) 299-3562
1-800-899-1265
Internet: www.neb.gc.ca

For pick-up at the NEB office:
Library
Ground Floor

Printed in Canada

TABLE DES MATIÈRES

Liste des figures iv

Liste des tableaux iv

Liste des cartes iv

Liste des acronymes v

Facteurs de conversion vi

Avant-propos vii

Chapitre 1: Introduction 1

Chapitre 2: Contexte des prix du gaz naturel au Canada 2
- 2.1 Aperçu de la demande d'énergie 2
- 2.2 Tendances récentes 3
- 2.3 Résumé 5

Chapitre 3: Aperçu des approvisionnements et des marchés gaziers en Amérique du Nord 6
- 3.1 Approvisionnements gaziers en Amérique du Nord 6
- 3.2 Réseaux de transport du gaz naturel au Canada 9
- 3.3 Marchés gaziers en Amérique du Nord 11
- 3.4 Résumé 12

Chapitre 4: Mécanismes d'établissement des prix du gaz naturel au Canada 13
- 4.1 Évolution des pratiques d'établissement des contrats de gaz naturel au Canada 13
- 4.2 Intégration du marché gazier au Canada et aux États-Unis 14
- 4.3 Caractère saisonnier de la demande de gaz naturel 16
- 4.4 Résumé 17

Chapitre 5: Dynamique et prix du gaz naturel - analyse régionale 18

5.1 Colombie-Britannique 19
5.1.1 Aperçu du marché 20
5.1.2 Prix régionaux 23
5.1.3 Dynamique régionale 24
5.1.4 Résumé 26

5.2 Alberta 27
5.2.1 Aperçu du marché 27
5.2.2 Prix régionaux 28
5.2.3 Dynamique régionale 31
5.2.4 Résumé 32

5.3 Saskatchewan 32
5.3.1 Aperçu du marché 32
5.3.2 Prix régionaux 34
5.3.3 Dynamique régionale 36
5.3.4 Résumé 36

5.4 Manitoba 37
5.4.1 Aperçu du marché 37
5.4.2 Prix régionaux 38
5.4.3 Dynamique régionale 40
5.4.4 Résumé 41

5.5 Ontario 41
5.5.1 Aperçu du marché 41
5.5.2 Prix régionaux 43
5.5.3 Dynamique régionale 45
5.5.4 Résumé 46

5.6 Quebec 47
5.6.1 Aperçu du marché 47
5.6.2 Prix régionaux 49
5.6.3 Dynamique régionale 51
5.6.4 Résumé 51

5.7 Atlantic Market 52
5.7.1 Demande d'énergie 52
5.7.2 Aperçu du développement du marché gazier 52
5.7.3 Prix régionaux 55
5.7.4 Dynamique régionale 57
5.7.5 Résumé 58

Chapitre 6: Sommaire et conclusions 59

Glossaire 61

FIGURES

2.1	Consommation d'énergie au Canada 1990-1998	3
2.2	Consommation d'énergie aux É.-U. 1990-1998	3
2.3	Prix du pétrole et du gaz naturel	4
3.1	Bassin sédimentaire de l'Ouest canadien	6
3.2	Production du BSOC	7
3.3	Puits de gaz naturel forés au Canada	8
3.4	Production de gaz naturel en Amérique du Nord 1999	9
3.5	Gazoducs canadiens et américains	10
4.1	Prix nets des exportations canadiennes	14
4.2	Prix AECO-C/NIT et prix NYMEX au carrefour Henry	15
4.3	Prix moyen pondéré du gaz albertain à la frontière	16
4.4	Demande de gaz naturel canadien par secteur 1995-1999	16
5.1.1	Sources d'énergie par type de combustible en C.-B. 1998	20
5.1.2	Demande de gaz naturel en C.-B. 1995-1999	20
5.1.3	Prix du gaz naturel sur le marché du disponible - Sumas et Malin	23
5.1.4	Prix du gaz naturel sur le marché du disponible - AECO-C/NIT et Sumas	24
5.1.5	Composantes des prix du gaz - clients résidentiels - BC Gas	25
5.2.1	Sources d'énergie par type de combustible en Alberta, 1998	27
5.2.2	Demande de gaz naturel en Alberta 1995-1999	28
5.2.3	Composantes du prix du gaz naturel - clients résidentiels - ATCO Gas North	30
5.2.4	Composantes du prix du gaz naturel - clients résidentiels - ATCO Gas South	30
5.3.1	Sources d'énergie par type de combustible en Saskatchewan 1998	33
5.3.2	Demande de gaz naturel en Saskatchewan 1995-1999	33
5.3.3	Prix du gaz naturel après traitement en Saskatchewan et à Empress	35
5.3.4	Composantes du prix du gaz naturel - clients résidentiels - SaskEnergy	35
5.3.5	Coûts de chauffage annuels en Saskatchewan	36
5.4.1	Sources d'énergie par type de combustible au Manitoba 1998	37
5.4.2	Demande de gaz naturel au Manitoba 1995-1999	38
5.4.3	Prix AECO-C/NIT et prix au point de livraison au Manitoba	39
5.4.4	Composantes du prix du gaz naturel - clients résidentiels - Centra	39
5.4.5	Coûts de chauffage annuels au Manitoba	40
5.5.1	Sources d'énergie par type de combustible en Ontario 1998	41
5.5.2	Demande de gaz naturel en Ontario 1995-1999	42
5.5.3	Prix AECO-C/NIT et prix à Dawn et à Chicago	44
5.5.4	Composantes du prix du gaz naturel - clients résidentiels - Union	44
5.5.5	Composantes du prix du gaz naturel - clients résidentiels - Enbridge	45
5.6.1	Sources d'énergie par type de combustible au Québec 1998	47

5.6.2 Demande de gaz naturel au Québec 1995-1999 48
5.6.3 Prix de référence d'Empress et de GMi 50
5.6.4 Composantes du prix du gaz naturel - clients résidentiels - GMi 50
5.7.1 Sources d'énergie par type de combustible dans les provinces de l'Atlantique 1998 52
5.7.2 Zones d'approvisionnement de la côte Est 54

TABLEAUX

5.7.1 Remises sur les tarifs de distribution du mazout au Nouveau-Brunswick 56

CARTES

Colombie-Britannique 19
Alberta 27
Saskatchewan 32
Manitoba 37
Ontario 41
Québec 47
Provinces de l'Atlantique 52

ACRONYMES

ACC	Agent/courtier/commercialisateur
AECO-C	Installation de stockage d'Alberta Energy Company
AECO-C/NIT	Carrefour AECO-C/transfer du title de propriété du gaz dans le réseau de NOVA
AEUB	Alberta Energy and Utilities Board
BCUC	British Columbia Utilities Commission
BSOC	Bassin sédimentaire de l'Ouest canadien
CÉO	Commission de l'énergie de l'Ontario
CESPNB	Commission des entreprises de services publics du Nouveau-Brunswick
CPL	Corporation Champion Pipe Line Ltée
CPMG	Coût pondéré moyen du gaz
CWNG	Canadian Western Natural Gas Company Limited
EMA	Évaluation du marché de l'énergie
GMi	Société en commandite Gaz Métropolitain
LGN	Liquides de gaz naturel
M&NP	Gazoduc de Maritimes & Northeast Pipeline Management Ltd.
MACM	Méthode axée sur les conditions du marché
MIPL	Many Islands PipeLines Ltd.
MRI	Mesures de réglementation incitatives
NSURB	Nova Scotia Utilities and Review Board
NUL	Northwestern Utilities Limited
NYMEX	Bourse de commerce de New York
ONÉ	Office national de l'énergie
PNGTS	Portland Natural Gas Transmission System
Projet GSX	Georgia Straight Crossing Project
Régie	Régie de l'énergie du Québec
RSPM	Régie des services publics du Manitoba
SCP	Projet Southern Crossing Pipeline
Service TRFR	Service de transport, de représentation, de facturation et de recouvrement
Service T	Service de transport
SOEP	Projet énergétique extracôtier de l'île de Sable
TCGS	TransCanada Gas Services
TCPL	TransCanada PipeLines Limited
TEP	TransGas Energy Pool
TQM	Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc.

SYSTÈME MÉTRIQUE AU SYSTÈME IMPÉRIAL

Unités métriques	Unités impériales équivalentes
1 mètre cube de gaz naturel	= 35,301 01 pieds cubes (14,73 pression absolue en lb/po^2 et 60°F)
1 gigajoule (GJ)	= environ 0,95 million Btu, ou 0,95 millier de pieds cubes de gaz naturel à 1000 Btu/pi^3

UNITÉS

Préfixe	Facteur de multiplication
10^6pi^3	= millions de pieds cubes
10^9pi^3	= milliards de pieds cubes
10^{12}pi^3	= billions de pieds cubes
GJ	= gigajoules (10^9 joules)
Btu	= thermie britannique

AVANT-PROPOS

L'Office national de l'énergie (l'ONÉ ou l'Office) assure, dans le cadre de son mandat de réglementation, une surveillance constante de l'offre de l'ensemble des produits énergétiques au Canada (y compris l'électricité, le pétrole, le gaz naturel et leurs sous-produits) ainsi que de la demande de produits énergétiques canadiens sur le marché intérieur et le marché à l'exportation. En 1987, l'Office a adopté la méthode axée sur les conditions du marché (MACM) pour évaluer les demandes de licences d'exportation de gaz naturel à long terme. La MACM se fonde sur la prémisse que le fonctionnement du marché permettra généralement de répondre aux besoins de gaz naturel au Canada à des prix correspondant à la juste valeur du marché. La MACM comporte deux volets, soit une audience publique et des activités de surveillance.

Le volet de surveillance de la MACM comporte l'évaluation constante des marchés énergétiques canadiens et la publication des rapports *l'Énergie au Canada - offre et demande* ainsi que de séries de rapports intitulés *Évaluations du marché du gaz naturel (ÉMGN)*. Par suite de l'intégration croissante des marchés énergétiques, l'Office a mis en œuvre un programme d'évaluations du marché de l'énergie (ÉMÉ) qui prévoit l'analyse des principaux produits énergétiques individuels ou regroupés. Le programme d'ÉMÉ englobe les ÉMGN antérieures ainsi que les rapports *L'Énergie au Canada - offre et demande*.

La présente ÉMÉ, intitulée *Marché du gaz naturel au Canada - Dynamique et prix*, définit les facteurs influant sur les prix du gaz naturel et décrit le fonctionnement actuel des marchés régionaux au Canada.

Elle ne présente pas les perspectives à court terme de l'offre, de la demande et des prix au Canada. L'Office évalue actuellement les approvisionnements de gaz à court terme dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien et des renseignements supplémentaires à ce sujet seront communiqués dans un proche avenir.

Pour la préparation de ce rapport, de nombreuses rencontres et plusieurs entretiens ont eu lieu avec un échantillon représentatif d'intervenants de l'industrie du gaz naturel, notamment des producteurs, des commercialisateurs, des distributeurs locaux, des groupes de consommateurs, des utilisateurs finals, des associations industrielles et des organismes gouvernementaux. L'Office est reconnaissant des renseignements et commentaires qui lui ont été communiqués.

INTRODUCTION

De 1975 à 1985, le prix du gaz naturel de l'Alberta vendu à d'autres provinces était assujetti à la réglementation des gouvernements de l'Alberta et du Canada. Le prix du gaz naturel vendu en Alberta et à l'intérieur des autres provinces productrices était assujetti à la réglementation du gouvernement provincial pertinent. Le 31 octobre 1985, les gouvernements du Canada, de la Colombie-Britannique, de l'Alberta et de la Saskatchewan ont conclu *l'Entente sur les marchés et les prix du gaz naturel*. L'Entente se fondait sur le principe que des marchés gaziers concurrentiels permettraient de mieux répondre aux besoins des producteurs et des consommateurs canadiens. Les utilisateurs finals dans les provinces non productrices ont alors pu, pour la première fois, acheter du gaz naturel directement des producteurs à des prix négociés. La déréglementation du marché visait essentiellement à assurer à tous les expéditeurs un accès non discriminatoire et souple à des services de transport du gaz naturel.

Même si les ventes de gaz n'étaient plus assujetties à la réglementation, les gouvernements ont constaté qu'il fallait continuer de réglementer les réseaux de transport et de distribution du gaz naturel, étant donné leur nature monopolistique. Les réseaux de transport interprovinciaux et internationaux sont réglementés par l'Office national de l'énergie. Les droits sont établis dans le cadre d'un processus d'audiences publiques ou par l'entremise de règlements négociés entre les compagnies pipelinières et les expéditeurs. Les réseaux de distribution locaux sont réglementés par des organismes de réglementation provinciaux ou directement par les gouvernements provinciaux.

Depuis 1985, les prix du gaz naturel au Canada sont essentiellement demeurés inférieurs à ce qu'ils étaient avant la déréglementation. Pendant cette période, la consommation de gaz naturel au Canada a augmenté de près de 60 %. Parallèlement, la croissance de la consommation du gaz naturel aux États-Unis a elle aussi été considérable. Les producteurs de gaz naturel canadiens ont réagi à ce marché en plein essor et la production de gaz naturel a doublé au cours des 15 dernières années. Aujourd'hui, le Canada répond au quart des besoins de gaz naturel en Amérique du Nord[1], y compris 15 % de la demande de gaz naturel aux États-Unis.

On prévoit que la solide croissance actuelle de la demande de gaz naturel en Amérique du Nord se maintiendra. Toutefois, l'accroissement des approvisionnements de gaz au Canada et aux États-Unis a été lent au cours des deux dernières années. Par conséquent, on a assisté à un resserrement de l'offre de gaz en Amérique du Nord, ce qui a fait grimper le prix nord-américain au cours de la dernière année. Les utilisateurs de gaz naturel à l'échelle du Canada ont manifesté leur inquiétude au sujet des prix élevés qui prévalent actuellement. C'est dans ce contexte que la présente ÉMÉ est effectuée.

1 Aux fins du présent rapport, l'industrie du gaz naturel nord-américaine comprend le Canada et les États-Unis, mais non le Mexique en raison de l'absence de solides infrastructures de raccordement.

CONTEXTE DES PRIX DU GAZ NATUREL AU CANADA

La présente ÉMÉ a pour but d'examiner le fonctionnement du marché du gaz naturel canadien et, plus particulièrement, les mécanismes d'établissement des prix du gaz naturel au Canada. Pour comprendre les mécanismes d'établissement des prix au Canada, il faut toutefois apprécier le contexte plus vaste dans lequel se situe l'industrie gazière canadienne. Le présent chapitre aborde brièvement la demande d'énergie globale et les prix mondiaux du pétrole.

2.1 Aperçu de la demande d'énergie

La croissance économique en Amérique du Nord a été soutenue pendant la majorité des dix dernières années, ce qui a suscité une forte progression de la demande d'énergie, mais à un rythme toutefois inférieur à celui de la croissance de l'économie. Plusieurs facteurs expliquent cette situation, y compris l'utilisation plus efficace de l'énergie, la croissance plus rapide des secteurs économiques à moins forte concentration d'énergie (y compris les services) et, dans une moindre mesure, les conditions météorologiques.

Il ne faut pas manquer de souligner que la croissance de la demande d'électricité a été supérieure à celle de la demande d'énergie globale, ce qui s'explique en partie par la prépondérance de l'informatique dans tous les secteurs et l'utilisation plus répandue d'appareils électriques (conditionnement de l'air, éclairage extérieur, systèmes de divertissement domestique, réfrigération, etc.).

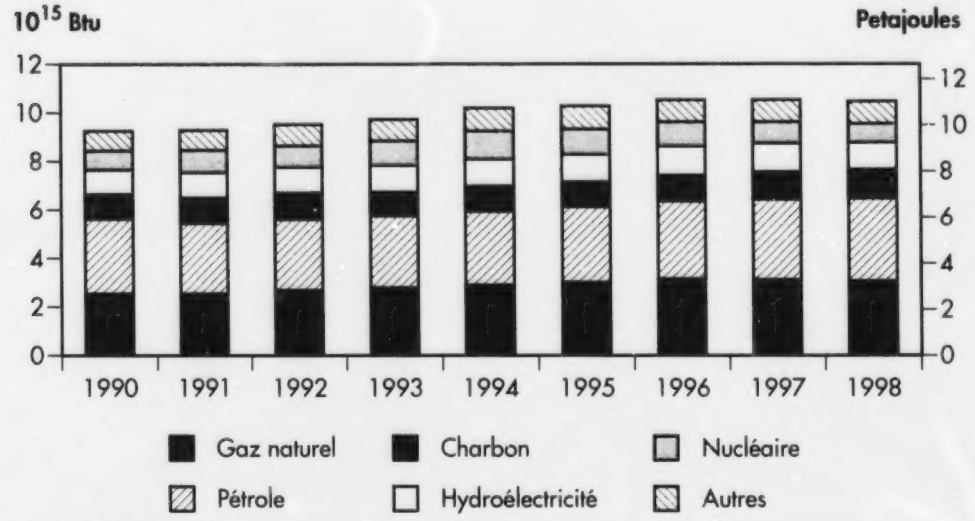
Le Canada et les États-Unis font principalement appel au pétrole pour répondre à leurs besoins énergétiques (figures 2.1 et 2.2). Le gaz naturel est aussi utilisé dans une mesure considérable et permet de répondre à 29 % et à 24 % respectivement des besoins énergétiques du Canada et des États-Unis. Ensemble, ces deux sources d'énergie permettent de répondre à plus de 60 % de la demande d'énergie nord-américaine. Aux États-Unis, le charbon est utilisé pour produire près de 50 % de l'électricité, tandis qu'on fait appel aux ressources hydrauliques pour produire plus de 60 % de l'électricité au Canada. L'énergie nucléaire joue aussi un rôle prépondérant dans la production d'électricité dans les deux pays.

Le gaz naturel sert essentiellement à chauffer les immeubles résidentiels ou commerciaux, comme charge d'alimentation pour l'industrie pétrochimique et comme source d'énergie pour produire de la vapeur à des fins industrielles. Au cours des dix dernières années, on fait de plus en plus appel au gaz naturel pour produire de l'électricité, en particulier aux États-Unis.

On peut remplacer le gaz par un certain nombre d'autres sources d'énergie. Le pétrole et l'électricité, par exemple, peuvent servir au chauffage domestique, le pétrole et les liquides du gaz naturel peuvent être utilisés comme charge d'alimentation dans l'industrie pétrochimique et le pétrole et le charbon peuvent permettre de produire de la vapeur dans le secteur industriel et de l'électricité.

FIGURE 2.1

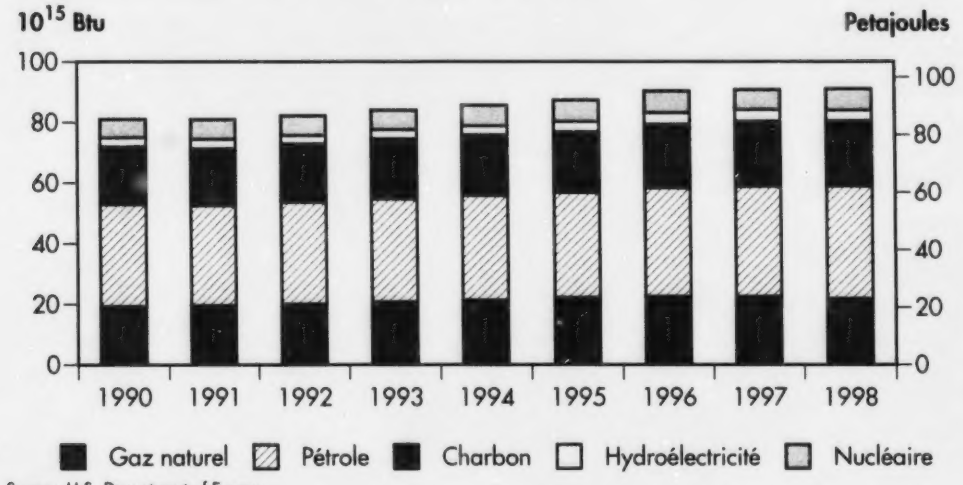
Consommation d'énergie au Canada 1990-1998



Source : Statistique Canada

FIGURE 2.2

Consommation d'énergie aux É.-U. 1990-1998



Source: U.S. Department of Energy

2.2 Tendances récentes

Au cours des dernières années, une grande tendance a été de faire davantage appel au gaz naturel pour alimenter les nouveaux projets de production d'électricité. Les centrales électriques à cogénération et à cycles mixtes alimentées au gaz naturel peuvent être construites plus rapidement et à un moindre coût en capital que les autres types d'installations De plus, la loi américaine sur la lutte contre la pollution atmosphérique préconise l'utilisation du gaz naturel. C'est pourquoi la plupart des observateurs prédisent une augmentation rapide de la demande de gaz naturel dans le sillage de la croissance de la demande d'électricité.

Depuis plusieurs dizaines d'années, le gaz naturel doit livrer concurrence au mazout dans les marchés industriels. C'est pourquoi un grand nombre d'utilisateurs industriels ont développé la capacité de passer rapidement d'un combustible à l'autre en fonction du prix et de la disponibilité.

En mars 1999, les prix du pétrole ont amorcé une ascension marquée. Cette hausse a succédé à une période de faibles prix découlant, entre autres, de la demande languissante de pétrole à la suite des difficultés économiques et financières en Asie du Sud-Est. Les prix ayant prévalu récemment, soit entre 30 $ et 35 $ US le baril, se comparent aux sommets atteints pendant les crises du Moyen-Orient en 1979-1980 et en 1990-1991. Par le passé, le marché pétrolier a été témoin de révisions de prix radicales, tant pour ce qui est de la demande que de l'offre. Il n'est donc pas possible de prédire avec certitude pendant combien de temps les prix se maintiendront à la hausse.

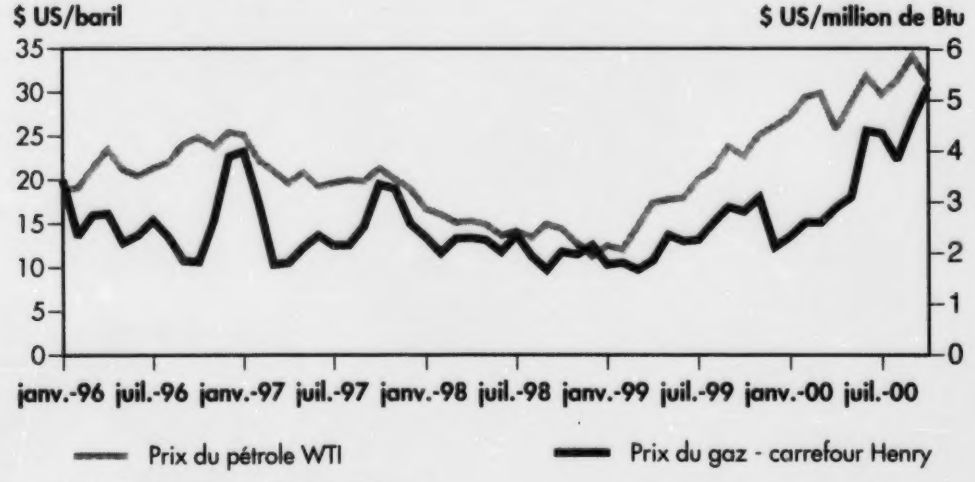
Les fluctuations des prix du pétrole influeront sur les prix du gaz naturel dans la mesure où il existe une concurrence entre les produits pétroliers et le gaz sur les marchés d'utilisation finale. Au cours des derniers mois, alors que ces deux marchés étaient tendus, les tendances ont suggéré qu'il existe une étroite relation entre l'accroissement des prix du pétrole et la progression des prix du gaz naturel. Bien que la nature de cette relation et le moment où elle se manifeste sont imprécis, on pourrait s'attendre à ce qu'un repli des prix du pétrole entraîne un recul des prix du gaz naturel (figure 2.3).

Puisqu'on fait de plus en plus appel au gaz naturel pour produire de l'électricité, les prix du gaz naturel subissent l'influence des prix de l'électricité à la suite de la convergence des marchés du gaz et de l'électricité. La restructuration des secteurs de l'électricité et du gaz naturel a facilité cette convergence, puisque les marchés de l'électricité et du gaz naturel ont été déréglementés et que le prix de l'énergie a été dissocié des coûts de transport.

Il importe de souligner que la capacité de remplacer un combustible pour un autre varie considérablement selon les régions et les secteurs industriels. Il est souvent possible de remplacer un combustible, mais cela implique un investissement et des délais considérables. La plupart des propriétaires domiciliaires, par exemple, ne remplaceront pas leur appareil de chauffage pour la simple raison que le prix du gaz naturel est plus avantageux que celui du mazout à un moment donné.

FIGURE 2.3

Prix du pétrole et du gaz naturel



Source: Petroleum Industry Research Associates (PIRA).

Enfin, dans certains marchés, comme celui du transport, la capacité de remplacer le pétrole est très limité.

2.3 Résumé

Le marché du gaz naturel est de plus en plus étroitement lié à ceux du pétrole et de l'électricité. Plus les liens entre les marchés énergétiques sont serrés, plus les oscillations des prix de combustibles devraient se succéder rapidement.

APERÇU DES APPROVISIONNEMENTS ET DES MARCHÉS GAZIERS EN AMÉRIQUE DU NORD

3.1 Approvisionnements gaziers en Amérique du Nord

Canada

Au Canada, le gaz naturel se trouve principalement dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (BSOC). Cette région géologique englobe la majorité de l'Alberta, de grandes parties de la Colombie-Britannique et de la Saskatchewan ainsi que certaines régions du Manitoba et des Territoires du Nord-Ouest (figure 3.1). On trouve également des réserves de gaz naturel en Ontario et au large de la Nouvelle-Écosse.

FIGURE 3.1

Bassin sédimentaire de l'Ouest canadien

Les réserves de gaz naturel en place[1] au Canada étaient évaluées à 1 606 $10^9 m^3$ (56,7 $10^{12} pi^3$) à la fin de 1999. Le BSOC renferme 1 517 $10^9 m^3$ (53,6 $10^{12} pi^3$). On évalue que la zone au large de la Nouvelle-Écosse renfermait 85 $10^9 m^3$ (3 $10^{12} pi^3$) de gaz, tandis que l'Ontario renfermait 13 $10^9 m^3$ (450 $10^9 pi^3$) à la fin de 1999.

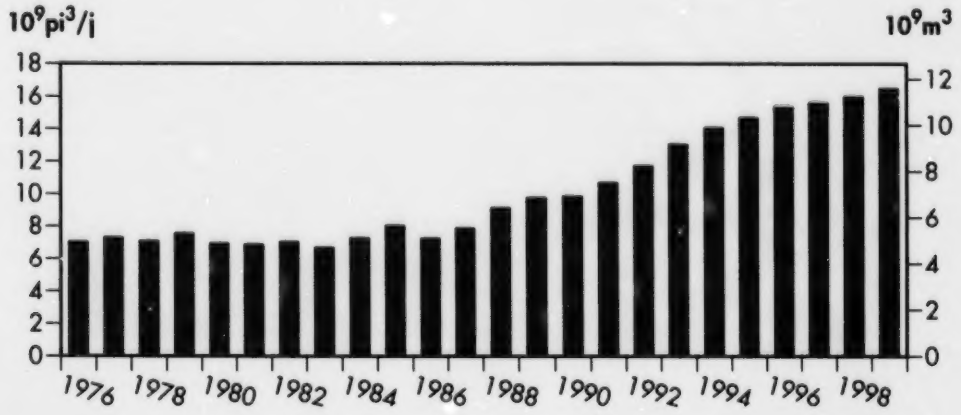
Depuis 1985, la production de gaz naturel a plus que doublé (figure 3.2). La production de gaz naturel au Canada en 1999 a totalisé 170,3 $10^9 m^3$ (6,0 $10^{12} pi^3$), qui provenaient en majorité du BSOC[2]. Ces chiffres représentent une production moyenne d'environ 465 $10^6 m^3$ par jour (16,4 $10^9 pi^3/j$), ce qui signifie que le BSOC figure parmi les bassins les plus productifs en Amérique du Nord. En outre, le BSOC est la source du quart de la production de gaz naturel en Amérique du Nord. De ce volume, la production de l'Alberta représentait 83 % de la production canadienne totale, tandis que la production de la Colombie-Britannique et de la Saskatchewan représentait 12 % et 4 %, respectivement.

La concurrence est très vive dans le secteur de la production de gaz naturel. Il existe des centaines de sociétés se livrant activement à l'exploration et à la production du gaz naturel qui se font concurrence pour détenir une part du marché gazier.

Vers la fin de 1998, la capacité d'exportation s'est accrue considérablement et on prévoit qu'un autre grand projet d'accroissement de la capacité sera mis en œuvre d'ici novembre 2000 (section 3.2). Compte tenu de l'accès accru aux marchés et de la hausse des prix du gaz naturel en 1999, les producteurs ont foré un nombre record de 6 300 puits de gaz (figure 3.3). Les prévisions laissent entrevoir que ce niveau de forages record sera dépassé en 2000. Parallèlement, la productivité moyenne des puits du BSOC diminue, une tendance qui influe négativement sur les gains de production résultant de l'intensification des forages.

FIGURE 3.2

Production du BSOC

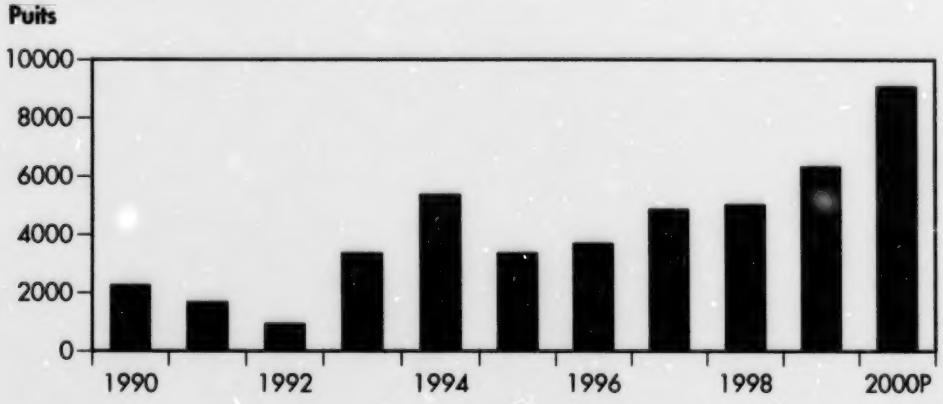


1 Le gaz à récupérer d'un réservoir en tenant compte de la quantité de réserves récupérées jusqu'à maintenant.

2 L'Ontario a également produit un faible volume de gaz naturel.

FIGURE 3.3

Puits de gaz naturel forés au Canada



Événements récents

La fin de 1999 marque la mise en production du projet de l'île de Sable, au large de la Nouvelle-Écosse. Au milieu de 2000, la production de ce secteur avait atteint 14,2 $10^6 m^3/j$ (0,5 $10^9 pi^3/j$). La production du projet de l'île de Sable est actuellement exportée vers la Nouvelle-Angleterre. On prévoit que les réseaux de distribution dans les Maritimes devraient commencer à acheminer du gaz aux clients plus tard cette année. On prévoit aussi que le marché intérieur consommera jusqu'à concurrence d'un tiers de la production de l'île de Sable au cours des deux prochaines années.

À la suite des découvertes effectuées par Chevron et Paramount en 1999, la production de gaz naturel a débuté cette année dans la région de Fort Liard dans les Territoires du Nord-Ouest. Elle y a atteint 7,1 $10^6 m^3$ (250 $10^6 pi^3/j$) et est acheminée vers la Colombie-Britannique à destination du réseau pipelinier.

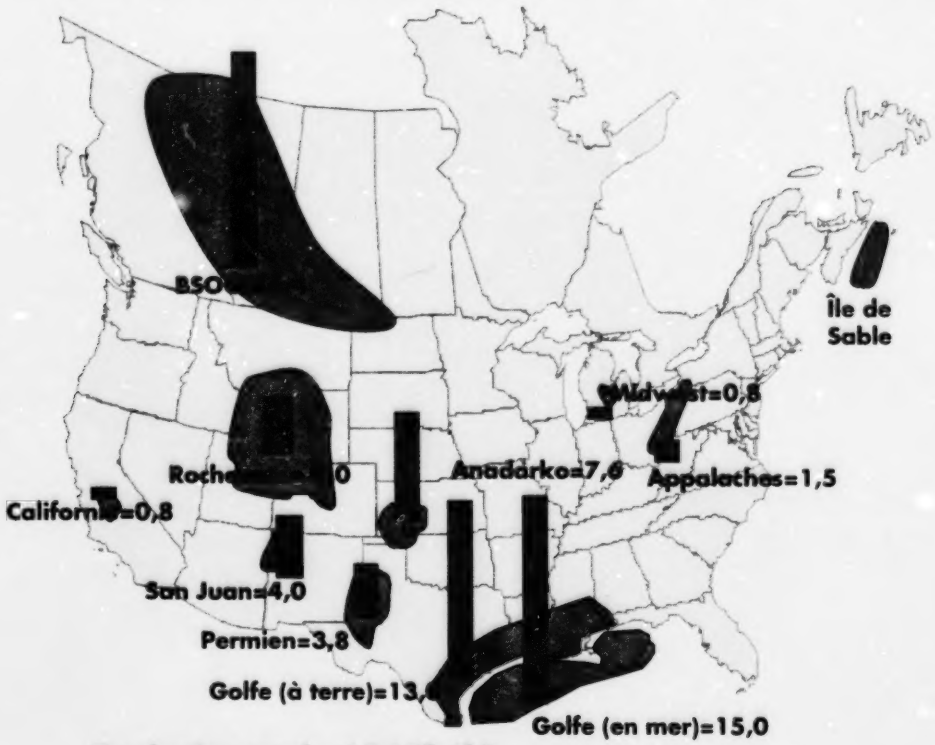
États-Unis

Contrairement au Canada, on trouve aux États-Unis plusieurs bassins renfermant du gaz naturel. En effet, il s'y trouve une demi-douzaine de grands bassins de gaz naturel qui sont concentrés dans la région du golfe du Mexique, à terre et au large (figure 3.4).

Le reste des réserves gazières dans les 48 États continentaux sont de l'ordre de 4 475 $10^6 m^3$ (158 $10^{12} pi^3$), tandis que la production gazière en 1999 s'est établie en moyenne à 1,4 $10^6 m^3$ (50,5 $10^6 pi^3/j$), un léger recul comparativement à l'année précédente. Près de la moitié du total de la production américaine provient de la région du golfe du Mexique et se répartit à peu près également entre les secteurs à terre et en mer. Ce dernier secteur revêt un rôle important pour la production américaine totale. La production de gaz naturel au large du golfe du Mexique dépend beaucoup des travaux de forage. Lorsque les prix du pétrole étaient languissants, en 1997-1998, les travaux de forage, et par conséquent, la production de gaz naturel, ont diminué, ce qui a influé directement sur la production américaine totale. La reprise de la production au large du golfe du Mexique et à l'échelle des États-Unis a été lente. Il en résulte une grande spéculation au sujet de la capacité de l'offre de gaz de répondre à la demande à court terme en Amérique du Nord.

FIGURE 3.4

Production de gaz naturel en Amérique du Nord 1999



3.2 Réseaux de transport du gaz naturel au Canada

Le Canada fait partie d'un marché gazier nord-américain intégré et plusieurs milliers de kilomètres de canalisations relient les bassins d'approvisionnement aux marchés régionaux (figure 3.5). Aujourd'hui, les acheteurs peuvent s'approvisionner auprès d'un certain nombre de sources de gaz naturel et faire livrer ce gaz par l'entremise de nombreux gazoducs interreliés.

La grille de gazoducs canadiens regroupe plusieurs réseaux de cueillette, de transport et de distribution de gaz naturel traité. Lorsque le gaz naturel est produit, il est traité à des installations gazières afin d'en extraire toutes les impuretés telles que le soufre. Le gaz ainsi traité est alors recueilli par des réseaux de cueillette qui l'acheminent aux gazoducs qui le livreront. Les gazoducs de transport du gaz naturel livrent habituellement des volumes importants de gaz à pression élevée sur de longues distances, depuis les sources d'approvisionnement à destination des principaux marchés.

Le marché gazier canadien est desservi par plusieurs grands gazoducs de transport qui sont reliés au réseau pipelinier américain à une douzaine de points d'exportation. TransCanada PipeLines Limited (TCPL) est l'un des plus importants transporteurs de gaz naturel en Amérique du Nord. Propriétaire du réseau TransCanada en Alberta (anciennement NOVA Gas Transmission Limited), du réseau principal de TCPL, du réseau de TransCanada en Colombie-Britannique (anciennement Alberta Natural Gas Pipeline) et d'une participation majoritaire dans Foothills Pipe Lines Ltd., TCPL livre environ 12 $10^9 pi^3/j$ de gaz albertain. Les réseaux de pipelines interprovinciaux et internationaux sont assujettis à la réglementation de l'ONÉ.

FIGURE 3.5

Gazoducs canadiens et américains

Les systèmes de distribution représentent le volet de commerce de détail de l'industrie pipelinière. Les distributeurs locaux reçoivent du gaz provenant des gazoducs de transport et le livrent aux utilisateurs finals, comme les résidences, à l'intérieur d'une zone de concession. Les distributeurs locaux sont assujettis à la réglementation des organismes ou des commissions de réglementation provinciaux ou à la réglementation directe du gouvernement provincial.

Élément important du réseau de transport du gaz naturel, les emplacements de stockage du gaz naturel sont situés dans les régions de production et les régions de consommation en Amérique du Nord. Lorsque la production est supérieure à la demande (habituellement pendant l'été) les producteurs acheminent le gaz excédentaire à des lieux de stockage et font appel à cet excédent pour suppléer à la production en période de forte demande (habituellement pendant la saison de chauffage en hiver). Les installations de stockage servent également à l'équilibrage de la charge des gazoducs, à assurer la sécurité des approvisionnements (p. ex., en cas de rupture d'une canalisation) et à gérer les risques liés au prix.

En Alberta, l'installation de stockage la plus importante, AECO-C, est exploitée par Alberta Energy Company. Située près de Suffield, l'installation AECO-C est reliée au réseau de TCPL en Alberta, ce qui assure l'accès à tous les grands gazoducs prenant leur origine dans la province.

Événements récents

Le gazoduc Alliance devrait entrer en exploitation d'ici novembre 2000. Initialement, ce gazoduc aura une capacité de production d'environ 37 $10^6 m^3/j$ (1,3 $10^9 pi^3/j$) depuis le BSOC jusqu'à la région de Chicago. Le gazoduc Vector devrait aussi entrer en service cet automne. Il permettra de transporter

jusqu'à concurrence de 20 $10^6 m^3/j$ (700 $10^6 pi^3/j$) depuis la région de Chicago jusqu'au sud-ouest de l'Ontario. Les acheteurs en Ontario (et même au Québec) auront donc la possibilité de s'approvisionner à partir du BSOC (ou à partir des approvisionnements américains) par l'entremise des réseaux Alliance et Vector, et non seulement par l'entremise du réseau principal de TCPL.

3.3 Marchés gaziers en Amérique du Nord

Une économie en plein essor, la préférence pour la production d'électricité à l'aide du gaz naturel aux États-Unis et les faibles prix du gaz naturel sont autant de facteurs qui se sont cumulés pour assurer la croissance soutenue de la demande de gaz naturel tout au long des années 1990. Le gaz naturel canadien permet désormais de répondre à 25 % de la demande en Amérique du Nord. Depuis 1995, les exportations de gaz naturel canadien ont été supérieures à la consommation intérieure, représentant environ 55 % de la production canadienne en 1999. Néanmoins, les réserves du BSOC continuent de permettre de répondre à la demande de gaz totale au Canada.

Bien que la demande de gaz naturel se soit accrue au cours des récentes années, nous avons connu une succession d'hivers pendant lesquels le mercure a été supérieur à la moyenne, ce qui a donné lieu à la réduction de la demande de gaz pour le chauffage des locaux pendant les mois d'hiver. Cette réduction a été en partie neutralisée par une suite d'étés très chauds aux États-Unis, suscitant l'accroissement de la demande de gaz naturel pour produire de l'électricité pendant l'été pour répondre à la charge de climatisation.

Marché intérieur

Le gaz naturel a permis de répondre à près du quart de la demande d'énergie totale au Canada l'an dernier, au deuxième rang après le pétrole. L'Alberta et l'Ontario sont les principaux consommateurs de gaz naturel au Canada et, ensemble, représentent environ les deux tiers du marché intérieur, qui a totalisé 68 $10^9 m^3$ (2,7 $10^{12} pi^3$) ou environ 210 $10^6 m^3/j$ (7,4 $10^9 pi^3/j$) en 1999. Le chapitre 4 renferme des détails supplémentaires sur le marché gazier intérieur.

Marché de l'exportation

Depuis 1985, les exportations ont quadruplé pour atteindre 95 $10^9 m^3$ (3,4 $10^{12} pi^3$). Le gaz canadien permet désormais de répondre à environ 15 % de la demande américaine, comparativement à 4 % en 1985. Les revenus générés par les exportations de gaz naturel ont augmenté considérablement pour atteindre 11 milliards de dollars en 1999.

La croissance des exportations de gaz naturel a engendré une tendance d'exportation de gaz à court terme, en vertu d'autorisations d'une durée de deux ans. En 1999, les exportations à court terme ont représenté près des trois quarts des exportations de gaz canadiennes. Cette tendance est principalement issue du dégroupement des services aux États-Unis, qui a incité les compagnies pipelinières à abandonner leur rôle de marchands à la faveur, principalement, des sociétés de commercialisation du gaz. Les compagnies pipelinières utilisaient autrefois des contrats d'approvisionnement à long terme (jusqu'à concurrence de 25 ans), tandis que les sociétés de commercialisation du gaz ont recours à un portefeuille de contrats d'approvisionnement et effectuent des transactions journalières.

En 1999, près de 40 % des exportations de gaz canadien étaient destinés au Midwest des États-Unis, le principal marché d'exportation du gaz canadien. Le Nord-Est des États-Unis, qui comprend la Nouvelle-Angleterre et les États du centre du littoral atlantique, soit New York, New Jersey et

Pennsylvanie, a été destinataire de près du quart des exportations en 1999. La Californie et les États du Nord-Ouest en bordure du Pacifique ont été destinataires respectivement de 20 % et 15 % des exportations. La mise en production du projet de l'île de Sable au début de 2000 et la mise en service du gazoduc Alliance vers la fin de 2000 devraient faire augmenter les exportations à destination du Midwest et du Nord-Est des États-Unis.

3.4 Résumé

Les marchés gaziers canadien et américain s'orientent de plus en plus vers un marché nord-américain intégré. Le vaste réseau de gazoducs nord-américain permet d'acheter du gaz naturel auprès de nombreux fournisseurs et de l'acheminer vers n'importe quel marché. Cette intégration accrue des marchés se répercute sur les approvisionnements régionaux et la demande générale. Dans le chapitre 4, nous aborderons de façon plus détaillée les mécanismes d'établissement des prix du gaz naturel.

MÉCANISMES D'ÉTABLISSEMENT DES PRIX DU GAZ NATUREL AU CANADA

4.1 Évolution des pratiques d'établissement des contrats de gaz naturel

Depuis 1985, les pratiques régissant les ventes de gaz naturel ont changé considérablement. Tel que nous l'avons déjà mentionné, la durée des contrats est de plus en plus courte. Les prix sont de plus sensibles aux forces du marché, puisqu'ils sont déterminés à l'aide de mécanismes fondés sur des indices qui fluctuent mensuellement ou quotidiennement. De par sa nature homogène, le gaz naturel a permis à un marché gazier plus important et plus concurrentiel de se développer.

Aujourd'hui, le gaz naturel est vendu comme tout autre produit, son prix étant déterminé par l'offre et la demande. À divers endroits en Amérique du Nord, il s'est créé un marché du disponible actif[1]. Certains points d'établissement des prix sont désormais des carrefours. Ces derniers sont habituellement des marchés centraux où plusieurs gazoducs convergent et où se trouve un grand nombre d'acheteurs et de vendeurs de gaz, ce qui donne lieu à la création d'un point de prix liquide. Les volumes négociés ainsi que le nombre de transactions et d'intervenants servent essentiellement à déterminer le niveau de liquidité.

Le marché du disponible influent considérablement sur le prix du gaz naturel. Dans bien des cas, les contrats de vente, y compris les contrats à long terme, comportent des prix fondés sur les indices mensuels dans la région de marché pertinente. L'avènement des systèmes électroniques d'achat et de vente de gaz permet aux intervenants d'avoir accès à l'information requise et de déterminer les prix plus rapidement. On trouve trois grands systèmes de transactions électroniques en Alberta : Natural Gas Exchange (NGX), Enron-on-line et Altrade.

Le carrefour AECO-C/NIT[2] est le principal point d'établissement des prix du gaz naturel de l'Alberta, avec un débit moyen de 12 10^9pi^3/j. Il se trouve d'autres carrefours au Canada, notamment Sumas/Huntingdon, en Colombie-Britannique et Dawn, en Ontario. Le carrefour de Sumas ne possède pas la même liquidité que celui d'AECO-C/NIT, puisque les transactions y sont moins nombreuses et que le débit de gaz totalise en moyenne 1,6 10^9pi^3/j. Le carrefour de Dawn est en plein essor et son débit s'établit en moyenne à 3 10^9pi^3/j.

1 Le marché du disponible comprend toutes les opérations de vente de 30 jours ou moins, mais fait habituellement référence aux ventes de 30 jours.

2 AECO-C/NIT est le point d'interconnexion entre les installations d'Alberta Energy Company et le transfer du title de propriété du gaz dans le réseau de NOVA c.-à-d. le réseau de TCPL en Alberta.

4.2 Intégration du marché gazier au Canada et aux États-Unis

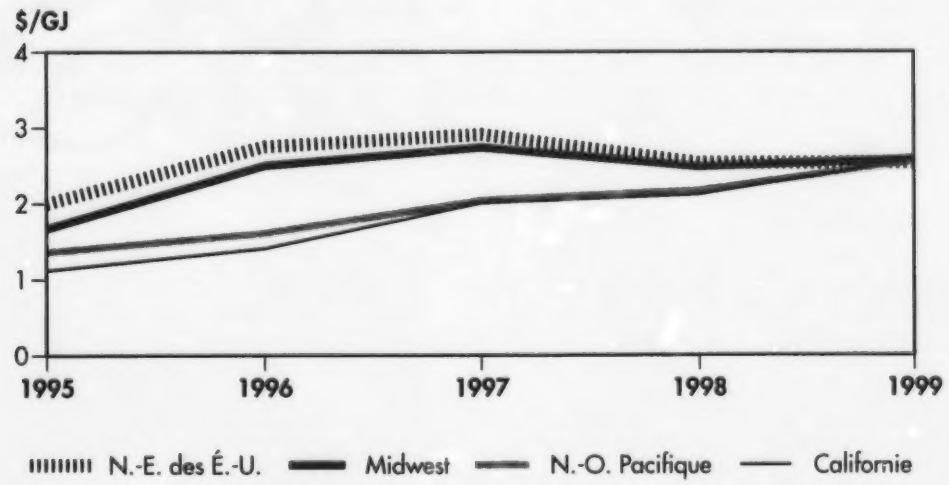
Depuis 1985, l'intégration des marchés canadien et américain va croissante. Dans un marché gazier concurrentiel entièrement intégré, seuls les coûts de transport devraient faire varier le prix du gaz dans une région par rapport au prix du gaz dans une autre région. Supposons, par exemple, que le prix du gaz naturel aux États-Unis est supérieur au prix canadien. Dans un tel cas, les exportateurs de gaz naturel préféreront vendre leur gaz aux États-Unis, puisqu'ils pourront obtenir un rendement supérieur. Les approvisionnements offerts sur le marché américain seraient plus considérables et les vendeurs réachemineraient les volumes autrement destinés au Canada. La hausse des approvisionnements offerts aux États-Unis ferait baisser le prix, mais, la diminution des volumes de gaz naturel offerts au Canada ferait monter le prix. Cette situation continuerait de prévaloir jusqu'à ce qu'il devienne indifférent pour les exportateurs de vendre leur gaz naturel sur l'un ou l'autre marché. À ce stade, les prix nets[1] des ventes au Canada et aux États-Unis seraient les mêmes et les prix dans les deux marchés seraient les mêmes, après ajustement pour les écarts dans les coûts de transport. Pour que l'intégration se réalise, il faut assurer la transparence des prix et l'élimination des obstacles de transport.

La figure 4.1 indique les prix nets moyens pour les ventes canadiennes destinées à l'exportation pour divers marchés de 1995 à 1999. Comme la figure permet de le constater, les prix ont convergé en 1999, ce qui révèle que le marché gazier est bien intégré.

Le début de la négociation de contrats à terme à la bourse de commerce de New York (NYMEX) en 1990 est le facteur qui a influé le plus sur les prix du gaz. Un contrat à terme est un engagement de livrer ou de prendre livraison d'un volume de gaz précis (habituellement 10 000 106 Btu) à un point donné dans l'avenir. Le carrefour Henry est le point de livraison du gaz vendu à la bourse NYMEX. Ce carrefour est situé à proximité du golfe du Mexique, une région de grande production et consommation de gaz naturel. On attribue à cette région 40 % de la production de gaz et 30 % de la demande de gaz en Amérique du Nord. Par conséquent, le carrefour Henry permet l'accès à un grand nombre des grands réseaux pipeliniers interétatiques.

FIGURE 4.1

Prix nets des exportations canadiennes



1 Les prix nets sont les prix moyens à la frontière internationale moins les coûts de transport interprovincial.

Les contrats à terme à la bourse NYMEX sont devenus un repère important pour l'établissement du prix du gaz naturel en Amérique du Nord. La volonté des intervenants sur le marché d'assurer la transparence des prix, la liquidité et un mécanisme leur permettant de se protéger contre les fluctuations de prix défavorables expliquent la prépondérance de la bourse NYMEX.

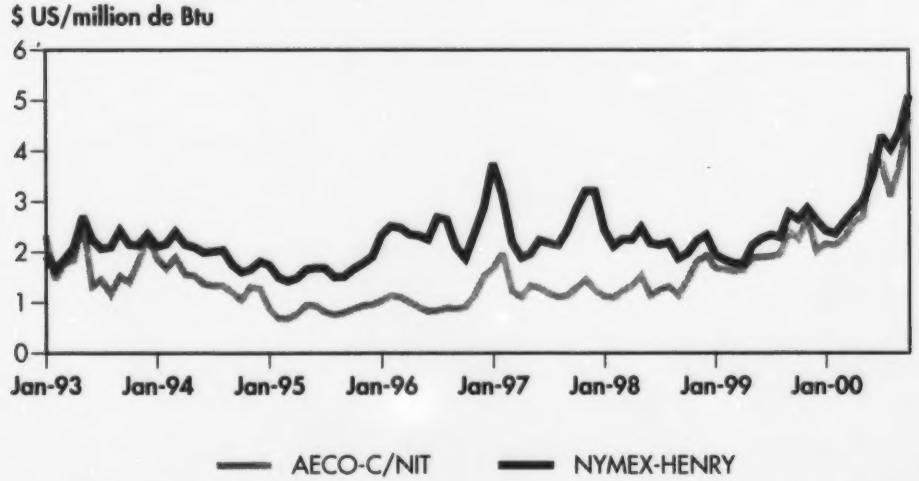
La figure 4.2 présente une comparaison des prix de 30 jours aux carrefours d'AECO-C/NIT et au carrefour Henry (NYMEX)[1] de 1993 jusqu'au mois d'octobre 2000. En 1993, les prix en Alberta étaient comparables aux prix au carrefour Henry. Cependant, de 1993 à 1998, les prix en Alberta ont été considérablement inférieurs aux prix NYMEX. En 1996, le prix NYMEX moyen était de 2,40 $ US/106 Btu, comparativement 1,02 $ US/106 Btu au carrefour d'AECO-C/NIT, soit un écart de 1,38 $/106 Btu. C'est donc dire que les producteurs canadiens obtenaient un prix considérablement inférieur à celui que recevaient les producteurs du golfe du Mexique. Cette situation s'explique par le fait que les gazoducs canadiens fonctionnaient presque à capacité et qu'il existait dans l'Ouest canadien un excédent de gaz suscitant une vive concurrence. Par conséquent, les conditions du marché local dictaient les prix. À l'automne de 1998, des ajouts de capacité des gazoducs en provenance du BSOC ainsi que l'accroissement de la capacité de certains gazoducs ouest-est aux États-Unis ont permis de réduire les contraintes de capacité, ce qui a entraîné la convergence des prix en Alberta et des prix NYMEX. On constate donc que les prix du gaz naturel en Alberta sont reliés aux prix qui prévalent ailleurs sur le marché gazier nord-américain lorsque le capacité pipelinière en provenance du BSOC est adéquate.

Prix intérieurs et à l'exportation

L'examen des prix payés pour le gaz albertain par les acheteurs canadiens et américains permet aussi de constater l'intégration des marchés gaziers canadiens et américains. Une prémisse sous-jacente à la MACM veut que, dans un marché non réglementé libre, les acheteurs canadiens aient la possibilité de se procurer du gaz selon des modalités et des conditions semblables, y compris le prix, à celles offertes sur le marché à l'exportation. La figure 4.3 illustre le prix moyen pondéré annuel payé sur les marchés

FIGURE 4.2

Prix AECO-C/NIT et prix NYMEX au carrefour Henry



Source: Canadian Natural Gas Focus

1 Moyenne de la bourse NYMEX pour le mois le plus proche.

intérieur et à l'exportation pour le gaz albertain de 1985 à 1999. Les données présentées permettent de constater que les acheteurs canadiens ont profité de prix inférieurs pour le gaz naturel jusque vers la fin de 1998. Depuis 1998, les prix payés par les acheteurs canadiens et américains ont convergé et ont augmenté au même rythme.

4.3 Caractère saisonnier de la demande de gaz naturel

Tel que l'illustre la figure 4.4, la demande de gaz naturel est très saisonnière, principalement en raison des conditions météorologiques. La courbe de consommation pour chaque secteur de marché est importante, car elle définit le type de pratiques contractuelles et de gestion des risques prévalant dans chaque secteur. Les marchés résidentiels, par exemple, sont sensibles aux conditions météorologiques

FIGURE 4.3

Prix moyen pondéré du gaz albertain à la frontière

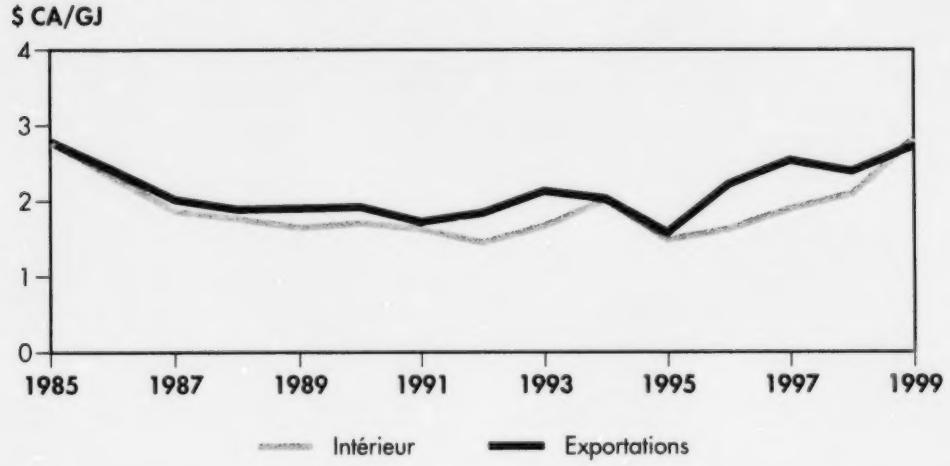
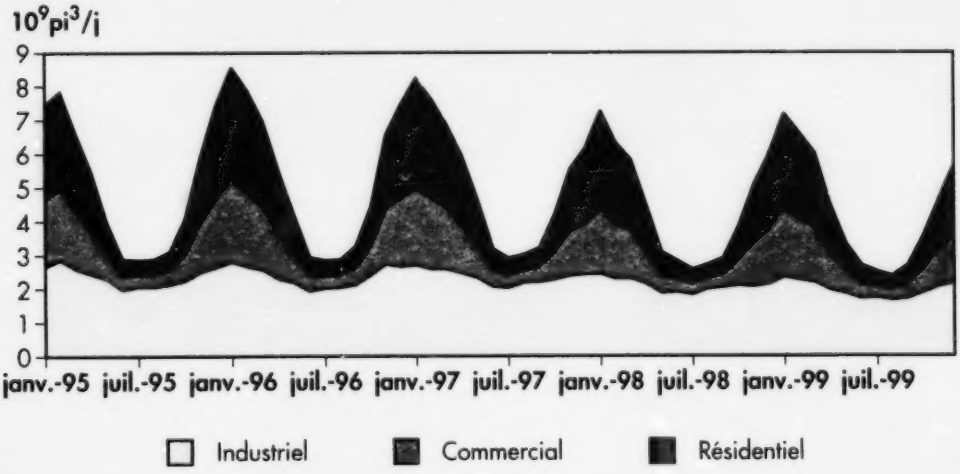


FIGURE 4.4

Demande de gaz naturel canadien par secteur 1995 - 1999



Source : Statistique Canada

et n'ont habituellement pas accès à un combustible de remplacement à court terme, ce qui signifie qu'il faut mettre en place des mesures permettant de répondre à la demande pendant la période de pointe en hiver. Puisque la demande canadienne en hiver est presque le double de la demande en été, le caractère saisonnier de la demande pourrait faire monter les prix.

Le gaz naturel stocké permet habituellement de répondre aux besoins en période de pointe. Le stockage du gaz naturel permet d'équilibrer la demande d'une saison à l'autre par l'injection, le stockage et le retrait de gaz. Cette méthode réduit le besoin d'augmenter la capacité pipelinière pour répondre à la demande en période de pointe, rehausse la fiabilité de l'offre et atténue les poussées des prix qui surviennent lorsque l'offre est serrée. Le rôle du stockage du gaz naturel a toutefois évolué au cours des quelques dernières années et il s'agit de plus en plus d'un service de commercialisation englobant plusieurs types de services, notamment les swaps, les échanges de transport et les prêts de gaz. Ces services confèrent beaucoup de souplesse et des possibilités d'arbitrage.

Instruments financiers

Aujourd'hui, les prix du gaz naturel fluctuent en fonction des conditions quotidiennes du marché. Pour réduire le risque lié aux fluctuations à la baisse des prix, les intervenants sur le marché effectuent des opérations de couverture qui permettent aux acheteurs de fixer un prix maximal et aux vendeurs de fixer un prix minimal. Les instruments financiers comprennent les contrats à terme et d'autres instruments hors cote tels que les tunnels et les swaps. Le marché à terme est un moyen qui permet d'établir le prix futur du gaz et grâce auquel les intervenants peuvent gérer le risque lié au prix du produit visé, ce qui rehausse l'efficience du marché.

4.4 Résumé

La plupart des observateurs au sein de l'industrie s'entendent aujourd'hui pour dire que les marchés gaziers américain et canadien peuvent être considérés comme un seul grand marché intégré. Il n'existe aucun goulot d'étranglement important et les données sur les prix sont transmises rapidement à tous les intervenants du marché. Les marchés dynamiques, comme le marché du disponible et le marché à terme (NYMEX), permettent à tous les intervenants de connaître rapidement le prix exact du gaz naturel et de gérer leurs risques en ayant recours à des contrats à terme.

DYNAMIQUE ET PRIX DU GAZ NATUREL - ANALYSE RÉGIONALE

À l'intérieur des provinces, les distributeurs locaux assurent la livraison de gaz naturel aux utilisateurs finals. Les clients se répartissent habituellement entre les secteurs industriel, commercial et résidentiel. Dans les secteurs commercial et résidentiel, le gaz sert essentiellement à chauffer les locaux, tandis que dans le secteur industriel, il est utilisé pour générer la chaleur industrielle pour les procédés de fabrication ou comme charge d'alimentation dans l'industrie pétrochimique. Les grands clients industriels paient habituellement des coûts de livraison inférieurs par unité de gaz comparativement aux utilisateurs de gaz à des fins résidentielles ou commerciales, puisque les coûts fixes des services fournis sont répartis sur des volumes gaziers plus considérables.

Avant 1985, les distributeurs locaux achetaient la totalité de leur gaz en vertu de contrats à long terme conclus avec les compagnies pipelinières et assuraient la livraison du gaz aux utilisateurs finals à l'intérieur de leur zone de franchise. À la suite de la déréglementation, les consommateurs peuvent acheter du gaz directement des distributeurs locaux ou par l'intermédiaire de ventes directes prévoyant un contrat d'achat de gaz entre un utilisateur final et un fournisseur à un prix négocié. La majorité des utilisateurs finals, tels que les clients industriels, s'approvisionnent directement auprès des fournisseurs depuis 1985. De nombreuses démarches réglementaires ont été entreprises dans diverses provinces pour fournir un choix plus vaste aux petits utilisateurs finals, tels que les clients résidentiels. Les clients de moindre envergure, qui ont la capacité de conclure des achats directs, font habituellement appel aux services d'un agent/commercialisateur/courtier (ACC).

Les distributeurs locaux proposent certaines options pour faciliter les achats directs : un contrat de service de transport (service T), un mécanisme d'achat-vente ainsi qu'un service de transport avec représentation, facturation et recouvrement (service TRFR). En vertu du service T, un ACC achète du gaz auprès des fournisseurs et assure son transport au nom du client. En vertu d'un contrat d'achat-vente, l'utilisateur final achète du gaz au prix du marché et le met ensuite à la disposition d'un distributeur local. Ce dernier achète le gaz auprès de l'utilisateur final au prix de référence du contrat d'achat-vente, qui correspond au coût moyen pondéré du gaz (CMPG) de l'entreprise de services publics, déduction faite des frais de transport pertinents. Les clients sont avantagés lorsqu'ils achètent du gaz à un coût inférieur au prix de référence du contrat d'achat-vente. En vertu du service de transport TRFR, l'ACC négocie un prix avec ses clients et le distributeur local perçoit les produits de la vente au nom de l'ACC, moyennant certains frais.

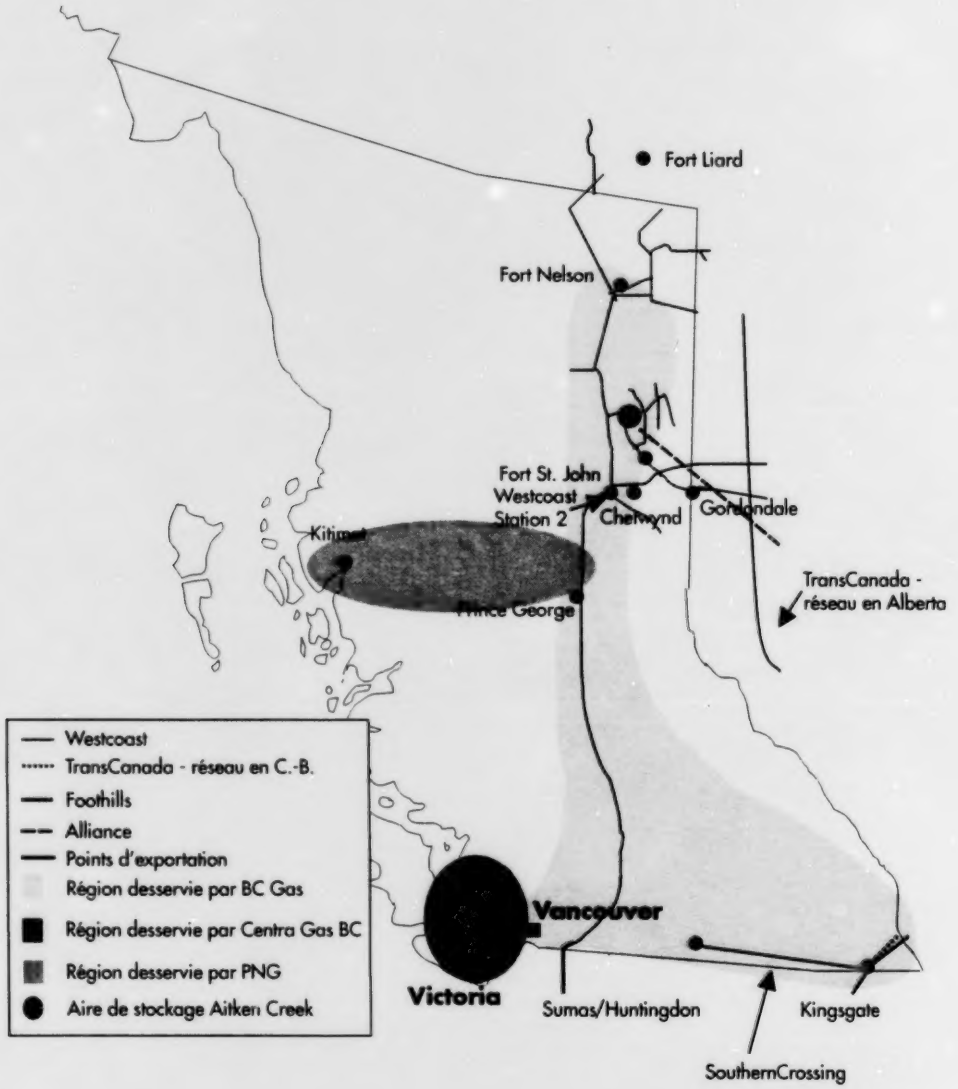
L'organisme de réglementation provincial pertinent revoit et approuve le coût moyen du gaz des distributeurs locaux. Le coût du gaz est inclus dans les tarifs récupérés auprès des utilisateurs finals. Dans la plupart des provinces, les tarifs sont établis en fonction d'une année témoin future d'après le coût prévu du gaz. Les écarts entre les coûts réels et les coûts prévus du gaz sont constatés dans des comptes de report. Cela signifie que si les tarifs de récupération du gaz naturel sont supérieurs aux coûts réels, la différence est remise aux clients au moment de l'établissement des nouveaux tarifs. Si

les tarifs du gaz naturel ne sont pas supérieurs au coût réel, les distributeurs locaux appliquent une augmentation des tarifs pour récupérer les montants accumulés dans les comptes de report.

Il faut remarquer que les distributeurs locaux ne peuvent réaliser un bénéfice sur le coût du gaz. Les coûts engagés sont transmis aux utilisateurs finals sans majoration. D'autre part, les prix consentis par les ACC ne sont pas assujettis à la réglementation. Dans la plupart des provinces, les ACC sont en mesure d'offrir un prix fixe pour une durée d'un, de trois ou de cinq ans. Les ACC exercent leurs activités dans le respect d'un code de conduite; ils peuvent détenir une licence et doivent parfois offrir une garantie sous forme de cautionnement.

Le présent chapitre fournit un aperçu du marché énergétique, des prix et de la dynamique du marché gazier dans chaque province. Les composantes du prix du gaz naturel figurant dans chaque section sont exprimés dans les unités les plus courantes dans chaque province et peuvent donc varier.

5.1 Colombie-Britannique

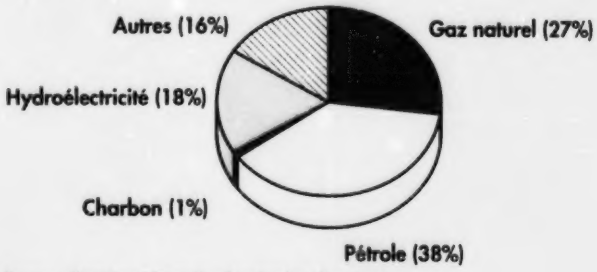


5.1.1 Aperçu du marché

Demande d'énergie

FIGURE 5.1.1

Sources d'énergie par type de combustible 1998



Source : Statistique Canada, données les plus récentes

En 1998, le pétrole et le gaz naturel répondaient à la majorité de la demande d'énergie en Colombie-Britannique (figure 5.1.1). Le pétrole et les produits dérivés du pétrole servent principalement au transport et, dans une moindre mesure, sont utilisés dans le secteur industriel. La production abondante d'énergie hydro-électrique a permis de répondre à une partie importante de l'ensemble des besoins énergétiques de la province. En Colombie-Britannique, les combustibles de remplacement ou autres représentent une proportion considérablement supérieure à la moyenne canadienne en raison de l'utilisation prépondérante du bois et des déchets de bois au sein de l'industrie des pâtes et papiers.

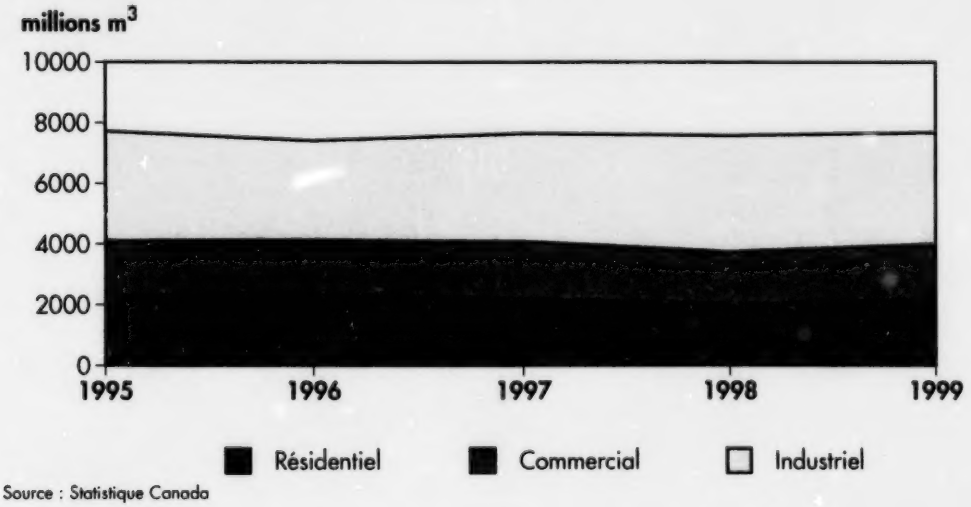
Marché gazier

La Colombie-Britannique est le deuxième plus important producteur et le troisième plus grand consommateur de gaz naturel au Canada, après l'Ontario et l'Alberta. En 1999, un peu moins de 50 % de la production provinciale a été consommée à l'intérieur de la province. Le reste du gaz naturel était destiné à l'exportation.

En 1999, la Colombie-Britannique a consommé 7 685 $10^6 m^3$ (271 $10^9 pi^3$) de gaz naturel. La demande se répartit comme suit : 28 % dans le secteur résidentiel, 24 % dans le secteur commercial et 48 % dans le secteur industriel. Le gaz naturel est utilisé dans plusieurs industries, notamment les pâtes et papiers, le secteur pétrolier et minier et l'agriculture (p. ex., pour le chauffage des serres). La demande totale de gaz naturel a été stable au cours des cinq dernières années (figure 5.1.2).

FIGURE 5.1.2

Demande de gaz naturel en C.-B. 1995 - 1999



Source : Statistique Canada

Trois distributeurs locaux sont en exploitation en Colombie-Britannique. BC Gas Utility Ltd. (BC Gas) est le plus important, avec une clientèle de 756 000 consommateurs, soit environ 90 % des consommateurs de gaz naturel de la province. La concession de BC Gas s'étend de Vancouver vers l'est jusqu'aux monts Kootenays et vers le nord jusqu'aux collectivités de Prince George, Chetwynd et Fort Nelson. Les zones desservies par BC Gas sont les basses terres du Fraser (du grand Vancouver jusqu'à Hope), les terres intérieures (de la vallée de l'Okanagan jusqu'au nord-est de la province) et la région de Columbia (de l'est de l'Okanagan jusqu'aux monts Kootenays). En 1999, BC Gas a véhiculé 5 967 $10^6 m^3$ (211 $10^9 pi^3$) de gaz.

Pacific Northern Gas Ltd.[1] (PNG) livre du gaz naturel à 23 000 clients et à certaines grandes exploitations industrielles dans le centre-ouest de la Colombie-Britannique. Pacific Northern Gas (N.E.), filiale de PNG, dessert quelque 16 000 clients dans le nord-est de la province. PNG et ses filiales ont véhiculé 1 272 $10^6 m^3$ (44,9 $10^9 pi^3$) de gaz en 1999.

Centra Gas British Columbia Inc.[2] (Centra B.C.) assure des services de distribution du gaz et des services connexes à des clients résidentiels et commerciaux et à des clients industriels de moindre envergure situés dans la région côtière appelée « Sunshine Coast », le secteur est de l'île Vancouver allant de Campbell River vers le sud jusqu'à Victoria et, par l'intermédiaire d'une conduite secondaire allant vers l'ouest de l'île, aux clients situés dans la ville de Port Alberni. En 1999, Centra B.C. comptait plus de 66 000 clients et a véhiculé 810 $10^6 m^3$ (28,6 $10^9 pi^3$) de gaz.

Les distributeurs locaux de la province sont assujettis à la réglementation de la British Columbia Utilities Commission (BCUC). La BCUC revoit les contrats de gaz naturel pour s'assurer que les prix et les modalités sont prudents et que les distributeurs locaux achètent leur gaz au coût global le moins élevé possible.

Un certain nombre de commercialisateurs sont en exploitation en Colombie-Britannique et ils desservent actuellement les clients industriels et les grands clients commerciaux. Environ 85 % des clients industriels de BC Gas s'approvisionnent auprès d'ACC. Il y a quatre ans environ, les clients du marché captif ont eu l'occasion d'acheter du gaz auprès des ACC par l'entremise de contrats d'achat-vente offerts par les distributeurs locaux. Dans un contexte de recul des prix du gaz, les commercialisateurs ont fait certaines incursions dans le marché captif puisqu'ils pouvaient acheter du gaz à un prix inférieur à ceux offerts par les distributeurs locaux. Toutefois, lorsque les prix du gaz naturel ont commencé à se raffermir, les commercialisateurs ont perdu leur avantage sur les distributeurs locaux pour l'achat de gaz pour les clients du marché captif. Par conséquent, les commercialisateurs en Colombie-Britannique ont restitué tous leurs clients du marché captif aux distributeurs locaux.

Depuis 1998, un groupe préconisant le dégroupement du marché, y compris la BCUC et BC Gas, déploie des efforts pour fournir à nouveau aux clients résidentiels et commerciaux l'option de faire des achats directs de gaz. La BCUC a pris des mesures en vue d'établir un tarifs pour le service TRFR pour BC Gas. BC Gas procède actuellement au remplacement de son système d'information de la clientèle en fonction de la déréglementation du secteur de détail. Ce projet sera vraisemblablement achevé en 2001.

Approvisionnements et transport de gaz naturel

Westcoast exploite le plus important gazoduc en Colombie-Britannique. Le gaz véhiculé par le réseau de Westcoast est réparti entre le marché intérieur de la Colombie-Britannique et le marché à l'exportation (principalement vers les États du Nord-Ouest en bordure du Pacifique et la Californie).

1 Westcoast détient une participation de 41 % dans PNG et 100 % des actions avec droit de vote.

2 Westcoast détient une participation de 100 % dans Centra B.C.

Le gaz est acheminé aux marchés à l'exportation par des conduites d'interconnexion aux réseaux de Northwest Pipeline et à d'autres gazoducs de moindre envergure à Huntingdon (Colombie-Britannique) et par des conduites d'interconnexion avec le réseau de TCPL en Alberta à Gordondale (Alberta). Westcoast assure la livraison de gaz naturel aux distributeurs locaux ainsi qu'à des installations industrielles et installations de traitement du gaz qui sont directement reliées à son réseau.

Bien que BC Gas s'approvisionne principalement en Colombie-Britannique, elle reçoit aussi du gaz de l'Alberta par l'entremise du réseau de TCPL en Colombie-Britannique, qui traverse le sud-est de la province, depuis la frontière albertaine jusqu'à Kingsgate. BC Gas détient également une capacité de moindre envergure dans le gazoduc de Northwest Pipeline destinée à des installations de stockage afin de diversifier son portefeuille d'approvisionnements. Contrairement aux autres provinces, la Colombie-Britannique ne possède pas d'aires de stockage. Ainsi, en période de pointe, BC Gas répond à la demande excédentaire en ayant recours au GNL et à des échanges de gaz en faisant appel, par exemple, aux installations de stockage du Washington et au service de retour à charge du gazoduc de Northwest Pipeline. BC Gas fait appel aux installations de stockage dans d'autres régions pour gérer son portefeuille d'approvisionnements de gaz. BC Gas a accès à des installations de stockage à Jackson Prairie, au Washington, à Clay Basin, en Utah, à Aitken Creek, en Colombie-Britannique, à Carbon, en Alberta, à Mist, en Oregon et dans le sud de la Californie.

Par le passé, BC Gas disposait de contrats de 365 jours pour ses approvisionnements de gaz conclus avec des courtiers-producteurs. Au cours des quelques dernières années, BC Gas a augmenté ses achats de gas auprès de producteurs individuels, afin de diversifier son portefeuille d'approvisionnements. BC Gas prend les mesures nécessaires pour dépendre moins des volumes minimaux et prévoit acquérir des volumes supplémentaires sur le marché du disponible ou pendant les périodes de pointe saisonnières. Cette stratégie lui permet de réduire sa dépendance à la capacité de transport disponible du réseau de Westcoast.

Évolution récente du marché

En février 2000, la Colombie-Britannique a commencé à recevoir environ 7,08 $10^6 m^3/j$ (250 $10^6 pi^3$) de Fort Liard dans le sud des Territoires du Nord-Ouest. L'exploitation de cette source gazière demeure au stade initial et il existe de fortes possibilités que la production y augmentera. On prévoit que la Colombie-Britannique fournira jusqu'à concurrence du tiers du gaz véhiculé par l'entremise du réseau Alliance, soit environ 11,3 $10^6 m^3/j$ (400 $10^6 pi^3/j$). Ce volume est équivalent au quart de la production gazière provinciale. L'offre à court terme pourrait se resserrer en Colombie-Britannique, mais les activités de forage se sont beaucoup intensifiées, ce qui devrait faire augmenter la production de gaz naturel.

Le gazoduc BC Gas Southern Crossing Pipeline (SCP), qui s'étend de Yahk jusqu'à Oliver, en Colombie-Britannique, entrera en service en novembre 2000, avec une capacité initiale de 7,08 $10^6 m^3/j$ (250 $10^6 pi^3/j$). Ce gazoduc permettra de répondre aux besoins saisonniers des terres intérieures de la Colombie-Britannique et à la demande des basses terres du Fraser en période de pointe. Le SCP permettra d'avoir accès au gaz albertain, ce qui rehausse la diversité des sources d'approvisionnement, en particulier pour les clients industriels des terres intérieures de la province. La BCUC a instruit BC Gas de présenter, au début de 2001, une demande de conception tarifaire générale en tenant compte du SPC, ce qui devrait donner lieu à l'augmentation des tarifs de livraison du gaz.

Centra B.C. achemine du gaz naturel à l'île Vancouver en vertu d'une initiative gouvernementale qui exige que les clients paient un prix établi en fonction du marché tenant compte du coût des combustibles concurrents (c.-à-d. le pétrole et l'électricité). Les prix ne sont pas établis en fonction des coûts et donnent lieu à l'accumulation d'importants coûts reportés. À la lumière de l'adhésion au

réseau de nouveaux clients industriels, la BCUC a demandé à Centra Gas de déposer sa première conception tarifaire générale à l'automne 2000.

5.1.2 Prix régionaux

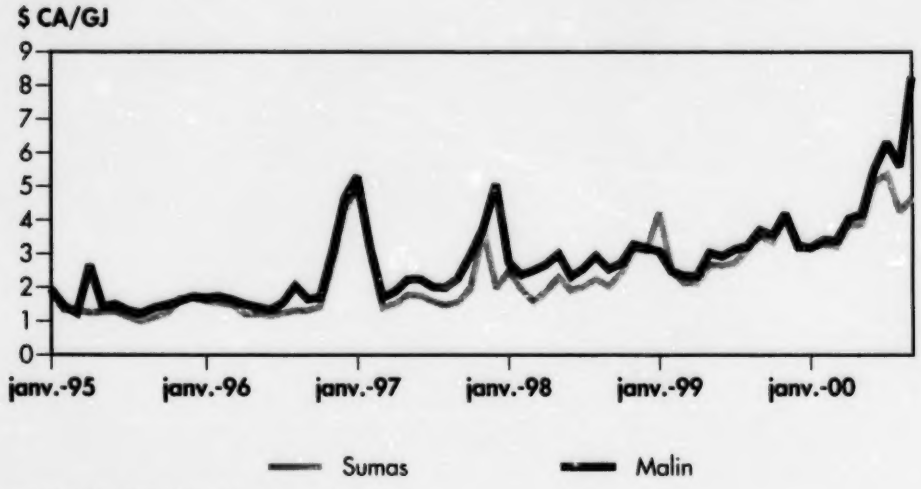
Il existe deux points d'établissement des prix en Colombie-Britannique, soit Sumas/Huntingdon et la station 2 de Westcoast[1]. BC Gas achète la majorité de son gaz naturel par l'entremise de contrats annuels et saisonniers qui sont indexés en fonction de Sumas. L'évolution des prix du gaz à Sumas suit de plus près celle des prix à Malin, en Californie, que l'évolution des prix à AECO-C/NIT (figures 5.1.3 et 5.1.4). Ces données suggèrent que, par le passé, le prix du gaz en Colombie-Britannique était soumis à l'influence de la dynamique de l'offre et de la demande dans les États du Nord-Ouest en bordure du Pacifique et en Californie.

Par ailleurs, les crêtes plus prononcées à Sumas qu'à AECO-C/NIT des prix pendant l'hiver reflètent la capacité de stockage supérieure en Alberta. Au fur et à mesure de l'ajout de capacité supplémentaire entre la Colombie-Britannique et l'Alberta (les gazoducs Alliance et Southern Crossing, par exemple), le marché de la Colombie-Britannique devrait s'aligner davantage sur les prix d'AECO-C/NIT.

Les distributeurs locaux peuvent présenter à la BCUC une demande de révision à la tarification en tout temps. Par le passé, les ajustements de prix avaient lieu une fois par an, pour des raisons d'ordre pratique et de stabilité. Toutefois, la progression rapide des prix du gaz naturel récemment a donné lieu à des majorations plus fréquentes de la tarification. Pour réduire l'effet de choc auprès des clients, BCUC a approuvé des prévisions de prix du gaz conservatrices. Par conséquent, des soldes débiteurs se sont accumulés dans les comptes de report des distributeurs locaux et les consommateurs de la Colombie-Britannique les remboursent sous forme d'ajustements temporaires au coût du gaz. La BCUC tente actuellement de déterminer à quelle fréquence les prix du gaz devraient être ajustés dans le contexte actuel.

FIGURE 5.1.3

Prix du gaz naturel sur le marché du disponible - Sumas et Malin

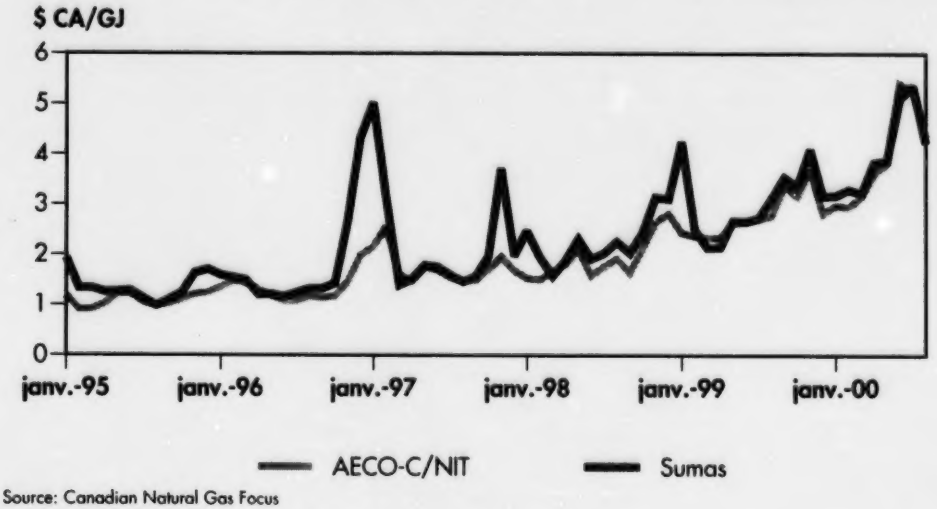


Source: Canadian Natural Gas Focus

1 La station 2 de Westcoast est un point d'établissement des prix de moindre envergure où les volumes négociés sont peu élevés. Cette situation devrait changer lorsque le gazoduc Alliance entrera en service.

FIGURE 5.1.4

Prix du gaz naturel sur le marché du disponible - AECO-C/NIT et Sumas



Source: Canadian Natural Gas Focus

Prix pour les utilisateurs finals

La figure 5.1.5 illustre l'évolution du prix du gaz livré[1] pour un client résidentiel de BC Gas situé dans les basses terres du Fraser dont la consommation moyenne est de 120 GJ par an sur la période allant de 1995 à 2000. La marge de livraison comprend le coût de livraison du gaz par l'entremise du réseau de gazoducs de BC Gas. Le coût du gaz comprend le prix du produit de base payé à la tête de puits, les droits de transport[2], les frais de réservation des approvisionnements ainsi que les coûts de stockage et les frais saisonniers. Jusqu'en 1999, le prix du gaz livré était inférieur aux prix de 1995. Entre le 1er janvier 1999 et le 1er juillet 2000, le prix du gaz livré a augmenté, passant de 6,18 $/GJ à 9,43 $/GJ, soit une augmentation de 53 %. Cette augmentation est principalement attribuable au coût du gaz et, dans une moindre mesure, à une légère augmentation de la marge de livraison.

Depuis 1999, les clients commerciaux et industriels ont connu des augmentations du prix du gaz livré, principalement en raison de l'accroissement du coût du gaz. Cependant, les coûts de livraison par unité de gaz des clients commerciaux et industriels sont habituellement inférieurs à ceux des clients résidentiels puisque leurs volumes minimaux sont plus constants tout au long de l'année et qu'ils peuvent souvent faire appel au service interruptible. Ce dernier est moins coûteux que le service ferme puisque les livraisons des clients peuvent être annulées à court préavis.

5.1.3 Dynamique régionale

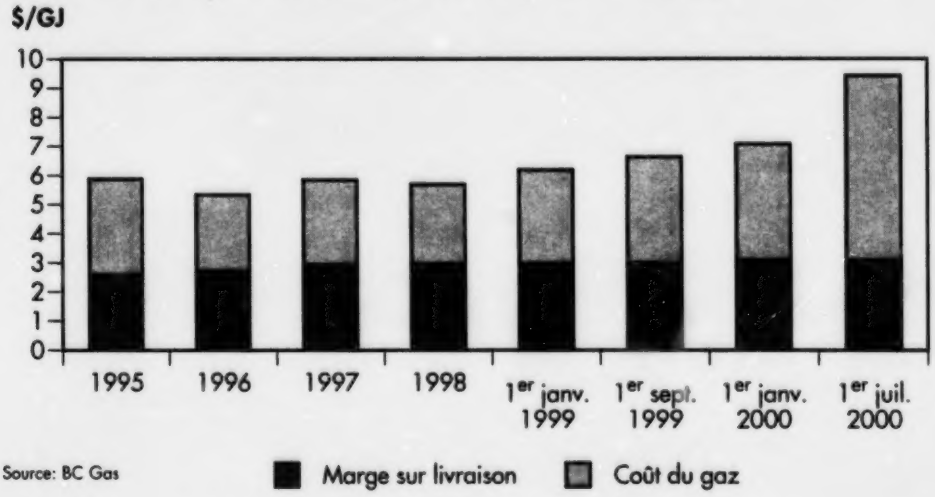
Au cours des quelques prochaines années, on prévoit que la demande de gaz naturel progressera considérablement dans les États du Nord-Ouest en bordure du Pacifique et en Colombie-Britannique. La nouvelle production d'électricité exigera du gaz naturel. La construction de deux génératrices à gaz est en cours et plusieurs autres génératrices sont proposées pour les États du Nord-Ouest en bordure du Pacifique. L'agrandissement de la centrale thermique Burrard de BC Hydro

1 Le prix ne comprend pas les crédits ou les ajustements temporaires au coût du gaz.

2 Depuis 1997, les droits payés pour transporter du gaz par l'entremise du réseau de Westcoast sont déterminés par un règlement négocié entre les expéditeurs et le gazoduc.

FIGURE 5.1.5

Composantes du prix du gaz - clients résidentiels - BC Gas



Source: BC Gas

ainsi que l'ajout d'installations de cogénération sur l'île Vancouver sont prévues. Il faudra vraisemblablement disposer d'une capacité supplémentaire en Colombie-Britannique pour répondre à la demande accrue de gaz naturel.

Faits récents

BC Hydro et Williams Pipelines ont annoncé un projet de construction d'un deuxième gazoduc à destination de l'île Vancouver. Le projet Georgia Strait Crossing (Projet GSX) relierait Sumas, Washington à l'île Vancouver. Selon les prévisions actuelles, la date de mise en service est prévue pour novembre 2002. Le projet GSX alimenterait en gaz naturel des installations de cogénération sur l'île Vancouver et fournirait des approvisionnements supplémentaires à Centra B.C. De par sa conception initiale, le gazoduc livrera 2,29 $10^6 m^3/j$ (81 $10^6 pi^3/j$) de gaz, provenant principalement de la Colombie-Britannique, avec des approvisionnements supplémentaires acheminés par l'entremise du réseau de Northern Pipeline.

Westcoast détient actuellement des contrats pour environ 5,70 $10^6 m^3/j$ (200 $10^6 pi^3/j$) qui ne seront pas renouvelés, ce qui pourrait augmenter à court terme, selon les volumes provenant de Fort Liard et les volumes véhiculés par l'entremise des gazoducs Alliance et Southern Crossing. Le règlement de tarification en fonction du rendement conclu entre Westcoast et ses producteurs vient à échéance à la fin de 2001. Compte tenu de la capacité ne faisant pas l'objet de contrats, les droits de Westcoast pourraient augmenter.

Incidences pour les consommateurs

Les consommateurs en Colombie-Britannique ont exprimé leurs inquiétudes à la BCUC et à l'ONÉ au sujet de l'augmentation des coûts du gaz naturel. Les clients industriels et commerciaux ont également subi le contrecoup de la hausse des prix du gaz naturel. Methanex, le plus important utilisateur de gaz industriel en Colombie-Britannique, a décidé de fermer les portes de son installation pétrochimique à Kitimat le 1er juillet 2000 pendant une période pouvant aller jusqu'à un an en raison du coût élevé du gaz. Methanex est le plus important client de PNG, avec environ 60 % des volumes véhiculés par l'entremise de son réseau de distribution. Si l'installation n'ouvre pas ses

portes à nouveau, cela pourrait influer considérablement sur les tarifs pour les consommateurs faisant partie de la zone de concession de PNG.

L'industrie forestière, la plus importante en Colombie-Britannique, exige une forte concentration d'énergie. Les résidus d'usinage du bois et l'incinération de la liqueur noire des usines de pâte à papier permettent de répondre aux deux tiers des besoins énergétiques de l'industrie, le reste faisant appel au gaz naturel, à l'électricité et aux produits pétroliers raffinés. Les prix élevés pour le gaz naturel ayant prévalu récemment amplifient les enjeux économiques auxquels l'industrie a dû faire face au cours des dix dernières années, plus particulièrement si l'on tient compte du fait que les faibles prix du gaz naturel ont conféré un avantage concurrentiel à certains intervenants.

Les consommateurs d'énergie tenteront dans la mesure du possible d'opter pour le combustible dont le prix est le moins élevé. BC Gas a réalisé une comparaison de la compétitivité des coûts du combustible pour les clients résidentiels ainsi que les petits et les grands clients commerciaux en juillet 2000. Pour les clients résidentiels et la plupart des petits clients commerciaux, le gaz naturel était le combustible le moins coûteux (en équivalent de $/GJ) comparativement au mazout domestique, au propane et à l'électricité. Toutefois, ce calcul ne tenait pas compte des coûts en capital liés au remplacement ou à l'utilisation d'un type particulier de combustible (p. ex., l'achat et l'entretien d'un appareil de chauffage au gaz naturel comparativement à des plinthes électriques pour les clients résidentiels). Dans le cas des grands clients commerciaux, l'électricité au tarifs variable était la source la plus modique de combustible.

Pour un grand nombre de clients commerciaux, il n'est peut-être pas pratique de remplacer le gaz naturel par un autre combustible en raison des inquiétudes au sujet des émissions ou du coût du matériel requis. Certaines entreprises, telles que les serres servant à la culture de fruits et légumes, devraient peut-être fermer leurs portes puisque l'énergie représente de 50 % à 60 % du coût des facteurs de production. Les clients de ce secteur ont fait savoir qu'ils aimeraient connaître le prix du gaz naturel en temps réel, de sorte qu'ils puissent déterminer immédiatement leurs coûts véritables, plutôt que de devoir attendre que l'organisme de réglementation approuve les ajustements à la tarification.

5.1.4 Résumé

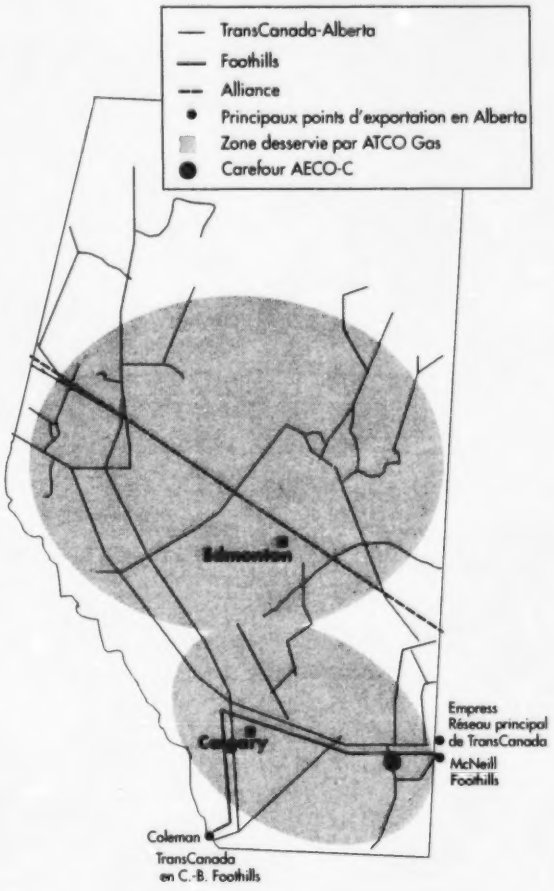
Les acheteurs de gaz en Colombie-Britannique ont accès aux approvisionnements de la Colombie-Britannique, de l'Alberta et des Territoires du Nord-Ouest. Les prix se fondent sur les transactions à Sumas. Ces prix ont été étroitement liés aux prix en Californie, mais suivent de plus en plus la courbe des prix en Alberta. Le gazoduc Southern Crossing permettra de répondre à la demande saisonnière et d'avoir accès aux approvisionnements albertains, ce qui devrait rehausser la diversité des approvisionnements.

5.2 Alberta

5.2.1 Aperçu du marché

Demande d'énergie

La gaz naturel est le combustible le plus utilisé en Alberta (figure 5.2.1). En 1998, le gaz naturel a permis de répondre à 43 % des besoins énergétiques totarifs de la province. Le charbon et le pétrole ont pour leur part permis de répondre, dans chacun des cas, à un quart du total des besoins énergétiques. Les centrales électriques sont principalement alimentées au charbon.



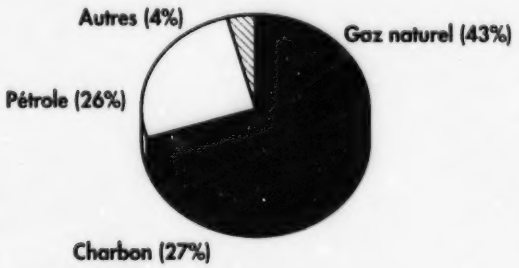
Marché du gaz naturel

Après l'Ontario, l'Alberta est le deuxième plus important marché gazier au pays, avec environ un tiers de la demande de gaz naturel du Canada. En 1999, l'Alberta a consommé 20 114 $10^6 m^3$ (710 $10^9 pi^3/j$) de gaz naturel (figure 5.2.2). Le secteur industriel est le plus important utilisateur de gaz naturel en Alberta, avec 70 % de la consommation totale. Les clients industriels comprennent les fabricants de produits pétrochimiques et d'engrais, les producteurs pétroliers pour la récupération assistée du pétrole, les sociétés de production d'électricité et les gazoducs. Le solde, soit environ 30 %, représente des clients de chauffage résidentiels et commerciaux.

ATCO Gas, le plus important distributeur local en Alberta, dessert 82 % du marché gazier de détail. La société est exploitée sous les dénominations sociales ATCO Gas North et ATCO Gas South. ATCO Gas North, anciennement Northwestern Utilities Limited (NUL), dessert Edmonton et le nord de la province. ATCO Gas South, anciennement Canadian Western Natural Gas Company Limited (CWNG), dessert Calgary et le sud de la province. Au moment du fusionnement de NUL et de CWNG en 1998, ATCO Gas a pris en charge la distribution du gaz naturel et ATCO Pipelines s'est portée acquéreur des éléments d'actif du secteur du transport du gaz naturel. ATCO Gas et ATCO Pipelines sont détenues par The ATCO Group of Companies.

FIGURE 5.2.1

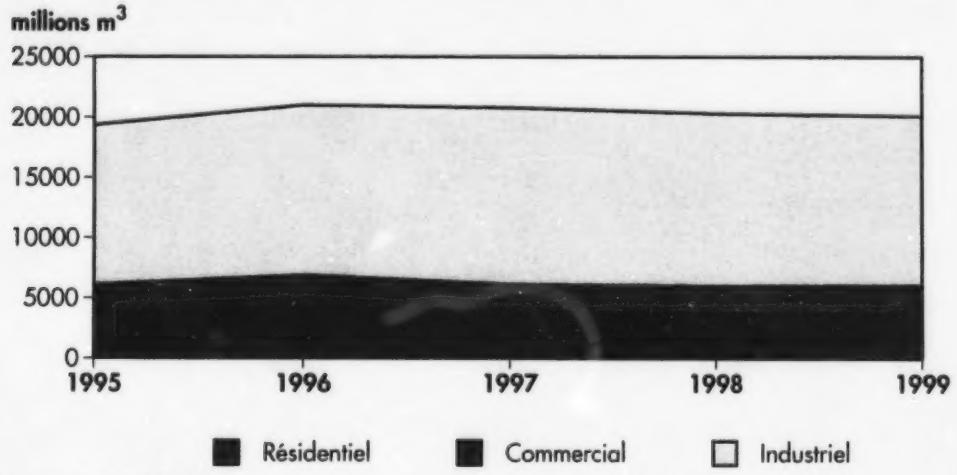
Sources d'énergie par type de combustible en Alberta 1998



Source : Statistique Canada

FIGURE 5.2.2

Demande de gaz naturel en Alberta 1995 - 1999



Source : Statistique Canada

Le reste du marché gazier de détail, soit 18 %, se répartit entre AltaGas Utilities Inc., les entreprises de services publics municipales, comme la ville de Medicine Hat, et un certain nombre de coopératives gazières rurales. Un grand nombre des clients industriels en Alberta achètent leur gaz directement sur le marché de gros auprès des producteurs ou des distributeurs de gaz naturel. Très peu d'utilisateurs résidentiels et de petits clients commerciaux font des achats directs de gaz et, par conséquent, les distributeurs de gaz naturel détiennent une très petite part du marché de détail.

Approvisionnements et transport de gaz naturel

L'Alberta a accès à des approvisionnements considérables de gaz naturel provenant du BSOC. Plus de 80 % de la production canadienne de gaz naturel proviennent de l'Alberta. Le réseau de TCPL en Alberta est le principal réseau de collecte et de transport de gaz naturel de la province. Il rassemble du gaz provenant de tous les coins de la province qu'il achemine aux principaux gazoducs (Foothills, réseau principal de TCPL, réseau de TCPL en Colombie-Britannique) à la frontière de l'Alberta et à destination des marchés canadiens et américains. ATCO Pipelines, le principal gazoduc de distribution en Alberta, est relié au réseau de TCPL en Alberta et sert à livrer du gaz aux distributeurs locaux et aux grands clients industriels à l'échelle de la province.

Évolution récente du marché

Le gazoduc Alliance contournera le réseau de collecte et de transmission du gaz de TCPL en Alberta et fournira aux producteurs de gaz naturel du nord-ouest de l'Alberta un accès accru aux marchés du Midwest américain. Ce gazoduc pourrait influer sur l'utilisation des réseaux de gazoducs actuels.

5.2.2 Prix régionaux

Prix de gros

Comparativement aux autres consommateurs en Amérique du Nord, les consommateurs albertains paient habituellement moins cher pour leur gaz naturel. Le prix le plus souvent cité à l'intérieur de l'Alberta pour le gaz naturel est le prix du marché AECO-C/NIT. Comme nous l'avons déjà abordé

dans la section 4.2, les prix AECO-C/NIT ont été inférieurs aux prix NYMEX jusqu'à la fin de 1998. La progression récente du prix AECO-C/NIT a entraîné la progression du prix du gaz payé par les consommateurs albertains.

Le prix du gaz payé par les clients des entreprises de services publics albertains se fonde sur un portefeuille d'indices quotidiens et mensuels du prix AECO-C/NIT. Certaines entreprises de services publics sont propriétaires de leurs puits de gaz ou détiennent des contrats fixes à long terme auprès de producteurs de gaz naturel. Ces ententes influent sur le coût du gaz payé par les clients de détail.

Les clients industriels en Alberta ont la liberté de gérer leur propre portefeuille gazier. Ils achètent du gaz directement au prix de gros auprès des producteurs et des distributeurs en vertu de contrats à long terme ou sur le marché AECO-C/NIT. Les acheteurs industriels peuvent aussi faire appel à des instruments financiers pour gérer le risque. Une pratique financière courante consiste à acheter des contrats à terme pour garantir les prix du gaz actuel pour les livraisons futures.

En Alberta, les coûts de transport sont peu élevés grâce à la proximité des approvisionnements gaziers. Les consommateurs albertains paient des droits de transport intra-provinciaux communs à l'échelle de la province pour le réseau de TCPL en Alberta. Ces droits intra-provinciaux sont inférieurs aux droits imputés sur le gaz destiné à l'extérieur de la province puisque les distances de transport moyennes pour joindre le consommateur albertain sont inférieures aux distances parcourues pour expédier le gaz à la frontière de l'Alberta.

Prix de détail

L'Alberta Energy and Utilities Board (AEUB) assure la réglementation des tarifs demandés aux consommateurs par les entreprises de services publics gaziers détenues par des investisseurs, notamment ATCO Gas et AltaGas Utilities Inc. Les tarifs payés par les clients de commercialisateurs du gaz naturel, les coopératives gazières rurales et les entreprises de services publics gaziers municipales ne sont pas assujettis à la réglementation de l'AEUB. Par ailleurs, le marché de vente en gros n'est pas assujetti à la réglementation.

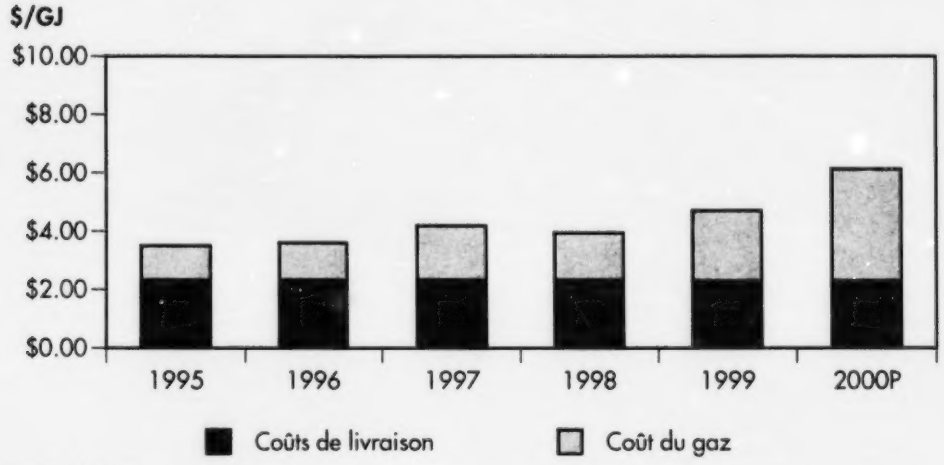
Les tarifs des services gaziers réglementés comprennent le coût du gaz, les coûts de transport depuis les zones productrices, les coûts de distribution à l'échelle locale et un taux de rendement équitable. Le coût du gaz est transféré aux clients sans l'ajout d'une marge bénéficiaire de la part de l'entreprise de services publics. Il s'agit du tarifs de récupération du coût du gaz. Les tarifs du gaz sont établis en fonction des prévisions de prix hivernales et estivales. Les prix du gaz atteignent habituellement leur point le plus haut pendant les moins d'hiver, pour ensuite redescendre pendant les mois d'été. Si le coût du gaz payé par les entreprises de services publics gaziers est supérieur ou inférieur aux prévisions, le manque à gagner ou les revenus supplémentaires qui en découlent sont versés dans un compte de report. À la fin de chaque saison, les tarifs sont ajustés de façon à récupérer les pertes ou à accorder un crédit aux clients.

Le coût de livraison du gaz est récupéré sous forme de charge fixe et de charge énergétique de base. La charge fixe couvre les coûts directs (gazoduc, compteurs, facturation) liés à la livraison du gaz naturel aux clients résidentiels ou commerciaux. La charge énergétique de base varie en fonction de la consommation du client. Cette dernière couvre les coûts en capital et les frais d'exploitation liés à la livraison du gaz (main-d'œuvre, approvisionnements, financement).

Les figures 5.2.3 et 5.2.4 illustrent l'évolution du prix du gaz livré pour les clients résidentiels dans le nord et dans le sud de l'Alberta consommant 150 GJ par an entre 1995 et 2000. Elles permettent de constater que le coût du gaz naturel représente désormais la plus importante partie de la facture d'un

FIGURE 5.2.3

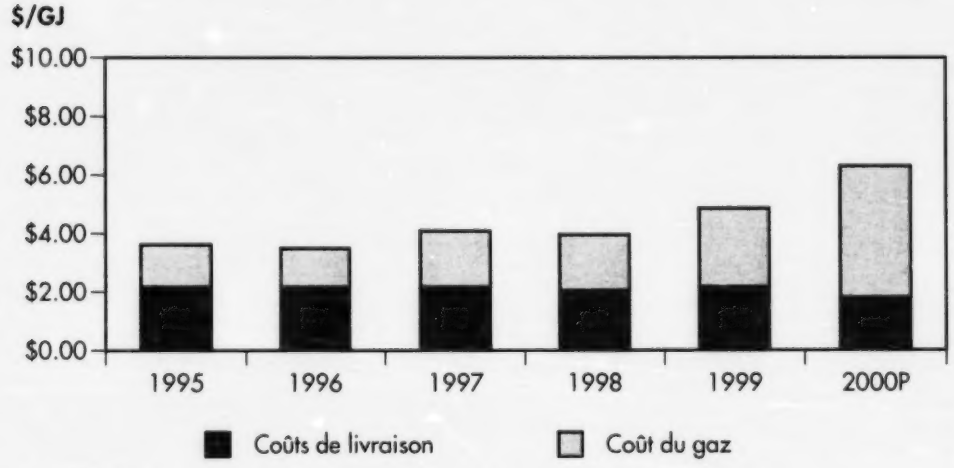
Composantes du prix du gaz naturel - clients résidentiels - ATCO Gas North



Source: ATCO Gas

FIGURE 5.2.4

Composantes du prix du gaz naturel - clients résidentiels - ATCO Gas South



Source: ATCO Gas

client résidentiel. En 1995, le coût du gaz représentait 33 % du total des coûts des services gaziers dans le nord de l'Alberta et 40 % dans le sud de l'Alberta. Le coût du gaz d'ATCO Gas North est inférieur à celui d'ATCO Gas South. L'écart du coût du gaz entre les deux zones s'explique par le fait qu'ATCO Gas North possède des puits gaziers et des contrats à plus long terme avec les producteurs qu'ATCO Gas South. Depuis 1995, le coût du gaz a grimpé tandis que les coûts de livraison du gaz ont diminué. À la lumière des prévisions actuelles, le coût du gaz en 2000 représentera 63 % de la facture d'un client résidentiel typique dans la zone de service d'ATCO Gas North et 71 % dans la zone de service d'ATCO Gas South.

Conformément à la réglementation des marchés captifs de services gaziers de l'AEUB, depuis 1995, les clients des entreprises de distribution de gaz peuvent s'approvisionner auprès du fournisseur de

leur choix. Les prix et les modalités contractuelles pratiqués par les commercialisateurs de gaz naturel ne sont pas assujettis à la réglementation de l'AEUB. Les commercialisateurs de gaz naturel doivent toutefois exercer leurs activités conformément au règlement sur la commercialisation directe du gaz naturel en vertu de la loi intitulée Fair Trading Act. Tous les commercialisateurs directs de gaz naturel dans le secteur de détail doivent obtenir une licence du gouvernement de l'Alberta.

Les commercialisateurs de gaz naturel vendent exclusivement du gaz et les entreprises de services publics continuent d'en assurer la livraison. Les commercialisateurs peuvent offrir aux clients du secteur de détail diverses modalités, y compris des contrats gaziers pluriannuels. L'AEUB établit les prix du gaz des entreprises de services publics au moins deux fois par an à des tarifs qui s'approchent de ceux du marché pour tenir compte des conjonctures hivernale et estivale. Les clients doivent alors décider si les prix offerts par les commercialisateurs de gaz naturel ou les entreprises de services publics répondent à leurs besoins. Jusqu'à maintenant, la plupart des clients ont manifesté une certaine réticence à délaisser leur entreprise locale de distribution de gaz.

Incidence sur les consommateurs

Les consommateurs résidentiels et commerciaux n'ont pas accès à un combustible de remplacement à court terme. Qui plus est, le gaz naturel est le mazout domestique prédominant en Alberta. Pour aider les consommateurs à faire face aux coûts énergétiques élevés (gaz naturel et essence), le gouvernement provincial a annoncé le 6 septembre 2000 qu'il accorderait un remboursement de la taxe de l'énergie de 300 $ à chaque résident albertain de plus de seize ans.

Nombreux sont les utilisateurs industriels de l'Alberta qui détiennent des contrats de livraison de gaz à long terme et des contrats à terme conclus à des prix inférieurs aux prix du marché actuel à AECO-C/NIT. Toutefois, si le prix du gaz se maintient à la hausse à l'échéance de ces contrats, les utilisateurs industriels devront évaluer leurs options. Agrium Inc., par exemple, un fabriquant d'engrais qui utilise le gaz naturel comme charge d'alimentation, a annoncé récemment la fermeture temporaire de l'une de ses usines de fabrication d'ammoniac pour réduire sa vulnérabilité au prix élevé du gaz.

Pour les grands consommateurs industriels de combustibles et les entreprises de services publics, le charbon représente une source énergétique concurrentielle à moyen et à long terme. Toutefois, à court terme, nombreuses sont les entreprises qui ne sont pas équipées pour s'alimenter au charbon. Certains producteurs de ciment, comme Lafarge Canada Inc. et Inland Cement, étudient la possibilité de convertir au charbon leurs générateurs alimentés au gaz naturel.

5.2.3 Dynamique régionale

Le coût du gaz naturel est la plus importante composante du prix des services gaziers pour les consommateurs albertains. Ces derniers bénéficient toutefois d'approvisionnements gaziers à proximité et des faibles coûts de transport. En fait, certaines entreprises de services publics, comme ATCO Gas North et la ville de Medicine Hat, produisent du gaz naturel. La proximité des marchés permet aux entreprises locales de distribution du gaz et aux grands clients industriels et commerciaux albertains d'accéder directement aux producteurs gaziers, et d'offrir par conséquent plusieurs options d'approvisionnement aux acheteurs. Compte tenu de ces avantages, le gaz naturel demeurera le combustible de choix pour les consommateurs albertains.

La principale adaptation du marché aura lieu dans le mode de consommation des clients industriels. Les marges sur les produits et les écarts des coûts des charges d'alimentation comparativement aux concurrents ailleurs dans le monde dicteront la mesure dans laquelle les fabriquants utiliseront le gaz comme charge d'alimentation.

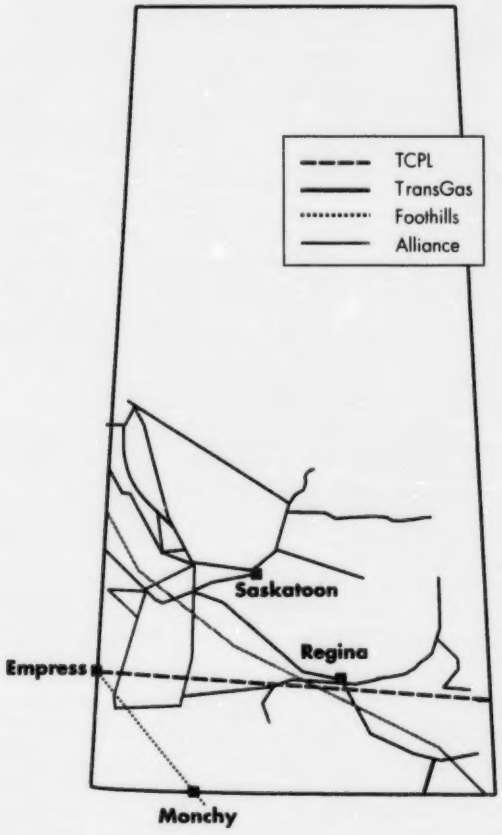
Les prévisions laissent entrevoir que la demande de gaz naturel s'accentuera en Alberta. De nombreux projets de production d'électricité alimentés au gaz naturel ont été mis de l'avant. En outre, les prix élevés du pétrole appuient les projets actuels d'expansion au sein de l'industrie d'extraction des sables bitumineux an Alberta et la mise en œuvre de projets de pétrole lourd. Ces procédés d'extraction du pétrole font appel à des volumes considérables de gaz naturel.

5.2.4 Résumé

Les acheteurs de gaz naturel en Alberta ont accès à de nombreux fournisseurs à l'intérieur de la province. Les coûts de transport sont relativement peu élevés étant donné la proximité des approvisionnements gaziers. Les consommateurs albertains ont payé moins cher pour leur gaz naturel jusque vers la fin de 1998, en raison du gaz captif dans le BSOC.

Les prix en Alberta sont fondés sur les transactions au carrefour AECO-C/NIT, où les prix jouissent de la plus grande liquidité au Canada. Ces derniers sont étroitement liés aux prix à la bourse NYMEX.

5.3 Saskatchewan



5.3.1 Aperçu du marché

Demande d'énergie

En Saskatchewan, le gaz naturel représente environ le tiers de l'ensemble des sources d'énergie provinciales, soit environ la même proportion que le pétrole et le charbon. L'utilisation du charbon y est presque le triple de la moyenne canadienne en raison de son abondance dans la province. Le charbon est un combustible qui revêt une grande importance pour la production de l'électricité.

Marché du gaz naturel

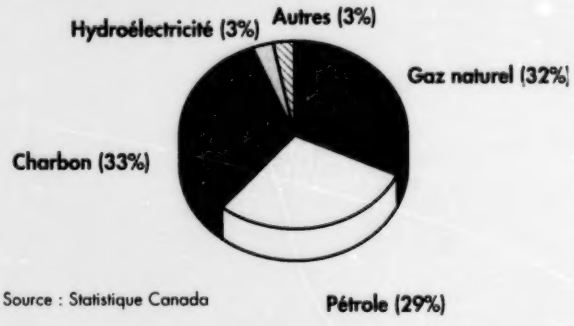
En 1999, la Saskatchewan a consommé 4 800 $10^6 m^3$ (169,4 $10^9 pi^3$). Le secteur industriel représentait 64 % des ventes totales, tandis que les secteurs résidentiel et commercial représentaient un pourcentage cumulé de 36 %. La presque totalité des ventes industrielles sont des ventes directes. Les clients peuvent, depuis 1987, acheter du gaz directement auprès d'un ACC par l'entremise d'un service T groupé. SaskEnergy Incorporated (SaskEnergy)[1] assure la distribution du gaz naturel et des services connexes aux utilisateurs finals en Saskatchewan. En 1999, SaskEnergy a distribué 1 889 $10^6 m^3$ (66,7 $10^9 pi^3$) de gaz aux consommateurs finals.

1 SaskEnergy est une société d'État provinciale.

Approvisionnements et transport de gaz naturel

FIGURE 5.3.1

Sources d'énergie par type de combustible en Saskatchewan 1998



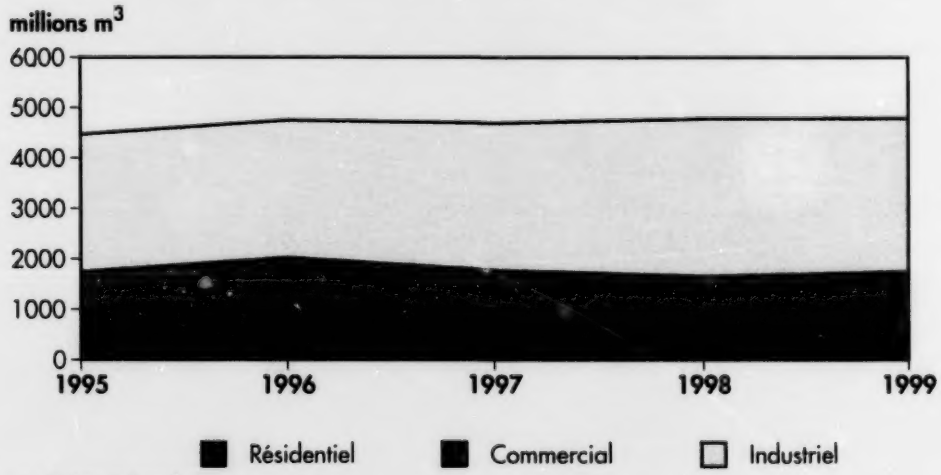
Source : Statistique Canada

La Saskatchewan est le troisième producteur de gaz naturel en importance au Canada. En 1999, la production de gaz naturel a totalisé 6 693 $10^6 m^3$ (236 $10^9 pi^3$), soit 4 % de la production canadienne totale. La production en excédent des besoins provinciaux est exportée aux marchés de l'Est du Canada et des États-Unis. Outre la production locale, la Saskatchewan a directement accès aux approvisionnements gaziers en Alberta par l'entreprise de Many Islands Pipelines (MIPL), filiale de TransGas Limited (TransGas)[1]. En 1999, 71 $10^9 pi^3$ de gaz naturel provenant de la production albertaine ont été acheminés aux marchés par l'entremise du réseau de TransGas et MIPL.

TransGas exploite des installations de transport, de collecte, de compression, de traitement et de stockage dans la province. Les activités de SaskEnergy et de TransGas sont assujetties aux lois et règlements intitulés The SaskEnergy Act, The SaskEnergy Regulations et The Crown Corporations Act, 1993. Le conseil d'administration de SaskEnergy est directement responsable devant le ministre responsable de la Crown Investments Corporation of Saskatchewan. En octobre 1999, une commission d'examen des tarifs provisoires de la province a été créée pour étudier la récupération des coûts sans cesse croissants du gaz naturel. Les recommandations de la commission sont soumises à l'étude du Ministre.

FIGURE 5.3.2

Demande de gaz naturel en Saskatchewan 1995 - 1999



Source : Statistique Canada

1 TransGas est une filiale en propriété exclusive de SaskEnergy.

TransGas livre du gaz naturel pour divers clients à des destinations à l'intérieur et à l'extérieur de la province. Les clients de TransGas se répartissent en trois grandes catégories : exportation, intra-Saskatchewan et distribution. Les clients à l'exportation sont principalement des producteurs et commercialisateurs qui livrent du gaz naturel vers l'Est du Canada et les marchés américains. Les clients intra-Saskatchewan sont des utilisateurs finals à volume élevé ayant directement accès au réseau de TransGas, tandis que les clients de distribution prennent livraison du gaz par l'entremise des installations de distribution de SaskEnergy. Les 11 installations de stockage de TransGas comportent un volume gazier total de 1 240 $10^6 m^3$ (44 $10^9 pi^3$) avec une capacité de livraison de pointe de 16,2 $10^6 m^3$ (570 $10^6 pi^3/j$).

En novembre 1996, TranGas a dégroupé ses services de transport pour les répartir entre la réception et la livraison et a mis sur pied TransGas Energy Pool (TEP). TEP fonctionne d'une façon semblable au réseau de TCPL en Alberta, c'est-à-dire que les expéditions de gaz de l'usine ou du point de réception jusqu'au TEP ou aux installations de stockage de TransGas doivent comporter des transactions de réception. Un contrat distinct de transport (livraison) est requis pour expédier du gaz depuis les installations de TEP jusqu'à un utilisateur final en Saskatchewan ou jusqu'à un gazoduc d'interconnexion pour exportation à des marchés situés à l'extérieur de la province. Le TEP ainsi que le prix unique de livraison du gaz du TEP jusqu'aux marchés comportent un mécanisme qui facilite les transactions et la découverte du prix du gaz naturel à l'intérieur de la Saskatchewan. Depuis la création du TEP, un nombre croissant de transactions ont eu lieu au carrefour théorique. En 1999, SaskEnergy s'est portée acquéreur de près de la moitié de ses approvisionnements auprès du TEP.

SaskEnergy s'approvisionne en gaz naturel principalement auprès de sources en Saskatchewan. Ses achats revêtent de plus en plus la forme de contrats à plus court terme. Avant 1995, presque tous les contrats d'achat avaient une durée supérieure à un an. Actuellement, seulement environ 55 % du portefeuille d'approvisionnements de SaskEnergy fait l'objet de contrats d'approvisionnement d'une durée supérieure à un an. De plus, presque tous les contrats d'achat de gaz sont indexés en fonction des prix AECO-C/NIT.

Bien que le prix payé par SaskEnergy pour la majorité de son gaz naturel est établi en fonction d'un indice mensuel, SaskEnergy vend le gaz naturel à ses clients à un prix fixe sur une durée d'un an. Cette méthode a permis aux clients de SaskEnergy d'éviter de subir le contrecoup de la conjoncture actuelle du marché. Pour assurer que le coût des approvisionnements gaziers ne dépasse pas les revenus des ventes projetées, SaskEnergy fait appel à un certain nombre d'instruments financiers, tels que les swaps de prix du gaz naturel ainsi que les options et les contrats à terme pour se protéger de la volatilité des prix tout en fournissant à ses clients du gaz naturel à un coût concurrentiel. La pratique de SaskEnergy qui consiste à vendre du gaz naturel en fonction d'un prix fixe sur une période d'un an pourrait changer à l'avenir. La province a commencé à étudier la possibilité d'établir un compte d'écarts des achats de gaz pour assurer que SaskEnergy n'assume pas le risque entier lié aux fluctuations des prix des produits.

5.3.2 Prix régionaux

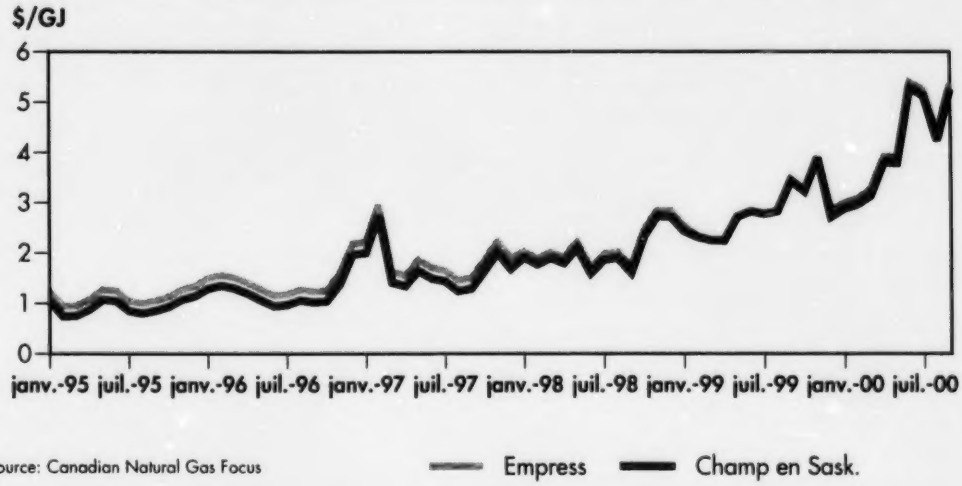
En Saskatchewan, les prix de gros pour le gaz naturel sont étroitement liés aux prix du gaz à Empress, en Alberta. Les producteurs de la Saskatchewan ont facilement accès aux marchés à l'exportation par l'entremise du réseau principal de TCPL. La vente de gaz au prix d'Empress, en Alberta comporte pour eux un rendement comparable aux ventes de gaz dans la province. La figure 5.3.3 présente une comparaison des prix après traitement en Saskatchewan avec le prix à Empress, en Alberta. Elle permet de constater le lien étroit qui existe entre ces deux prix et démontre que les prix de gros pour le gaz naturel en Saskatchewan ont suivi l'évolution des prix du gaz naturel en Alberta.

Prix pour les utilisateurs finals

La figure 5.3.4 illustre l'évolution du prix du gaz naturel livré pour un client résidentiel dans la région desservie par SaskEnergy, dont la consommation s'établit en moyenne à 3 500 m^3 par an. Avant septembre 1998, le coût de transport et de distribution était cumulé au coût des approvisionnements de gaz naturel et traité comme une charge énergétique regroupée. Tel que l'indique le graphique, l'augmentation du coût du gaz livré est presque entièrement attribuable à la hausse du coût des approvisionnements gaziers. En 1999, le coût des approvisionnements gaziers représentait environ 45 % du total annuel des coûts du gaz livré, tandis que le transport et la livraison représentaient environ 55 % des coûts. En vertu du nouveau barème de tarification, qui devrait entrer en vigueur en novembre 2000, le coût des approvisionnements gaziers augmenterait de 41 % comparativement à 1999, soit environ 60 % du total annuel des coûts du gaz naturel livré en Saskatchewan.

FIGURE 5.3.3

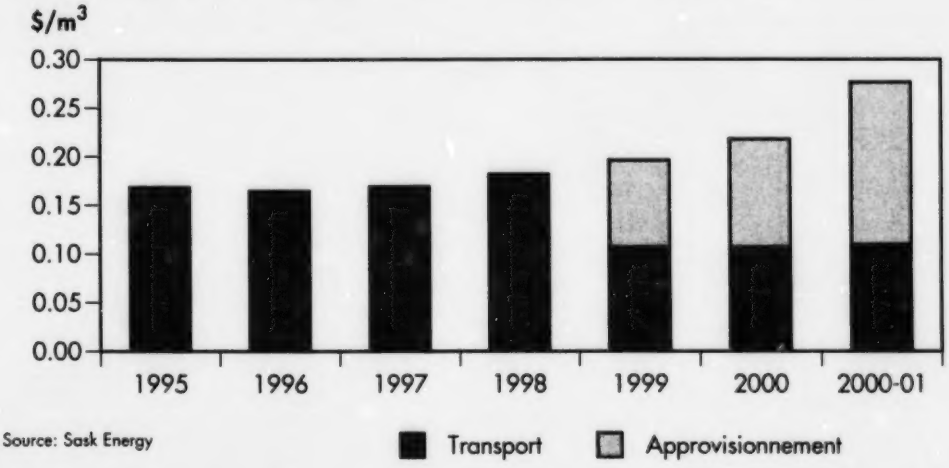
Prix du gaz naturel après traitement en Saskatchewan et à Empress



Source: Canadian Natural Gas Focus

FIGURE 5.3.4

Composantes du prix du gaz - clients résidentiels - SaskEnergy



Source: Sask Energy

5.3.3 Dynamique régionale

Bien que le secteur amont de l'industrie du gaz naturel soit en assez bonne posture, les tarifs de transport sont une variable importante dans un milieu concurrentiel. TransGas a annoncé un gel des tarifs de transport d'une durée de deux ans, soit en 2000 et 2001, tandis que les tarifs du réseau de TCPL en Alberta devraient augmenter. Les droits relativement peu élevés du réseau de TransGas devraient encourager les producteurs albertains qui ont accès aux installations de TransGas à y faire appel pour livrer leur gaz naturel à destination des marchés du secteur aval en Alberta.

En Saskatchewan, les grands marchés industriels pour le gaz naturel comprennent l'exploitation de la potasse, la production d'engrais et l'industrie des pâtes et papiers. Les possibilités, pour ces secteurs d'industrie, d'avoir accès à un combustible de rechange à court terme sont limitées et, dans certains cas, le gaz naturel fait partie intégrante du processus de production. Jusqu'à maintenant, aucun changement important n'a été constaté dans la consommation de gaz au sein de ces industries. Puisque les produits qui en découlent sont habituellement reliés aux prix mondiaux, il est difficile de transférer aux consommateurs des produits en question les augmentations de coût lorsqu'elles se manifestent. En effet, l'accroissement des prix a commencé à éroder les marges bénéficiaires dans ces secteurs.

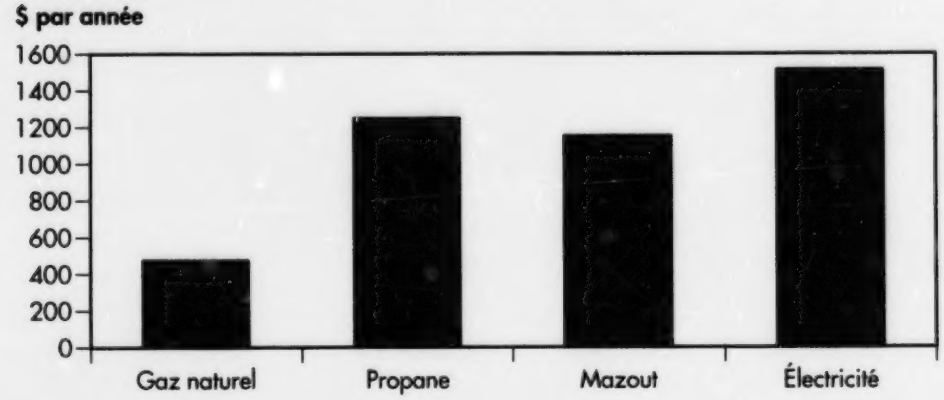
Pour les consommateurs résidentiels, le relèvement des prix du gaz naturel ne devrait pas avoir une incidence considérable sur la demande. Tel que l'illustre la figure 5.3.5, le gaz naturel demeure le combustible le moins coûteux.

5.3.4 Résumé

Les acheteurs de gaz naturel en Saskatchewan disposent de plusieurs options et ont accès aux approvisionnements de la Saskatchewan et de l'Alberta. Les prix du gaz naturel y demeurent étroitement liés à ceux de l'Alberta. Toutefois, les consommateurs ont été protégés des incidences de la conjoncture actuelle, puisque SaskEnergy vend du gaz à ses clients en fonction d'un prix fixe sur une durée d'un an. La création d'un compte d'écarts des achats de gaz pourrait fournir un moyen de mettre en équilibre les prix qui prévalent en Saskatchewan avec les conditions qui existent sur le marché, et ce, plus fréquemment.

FIGURE 5.3.5

Coûts de chauffage annuels en Saskatchewan



Source: Sask Energy

5.4 Manitoba

5.4.1 Aperçu du marché

Demande d'énergie

L'hydro-électricité est une ressource abondante au Manitoba. En 1998, elle permettait de répondre à 39 % des besoins énergétiques totaux de la province. Pour leur part, le pétrole et le gaz naturel représentaient 30 % et 23 %, respectivement.

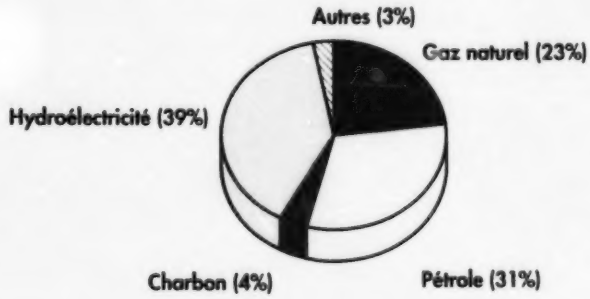
Marché du gaz naturel

Au Manitoba, le marché du gaz naturel n'est pas prépondérant. En 1999, la consommation provinciale de gaz naturel a totalisé 2 016 $10^6 m^3$ (71,2 $10^9 pi^3$). Ensemble, les secteurs résidentiel et commercial représentaient 82 % de la demande totale. Le secteur industriel ne totalisait que 18 % de la demande de gaz.

Centra Gas Manitoba Incorporated[1] (Centra) distribue du gaz naturel à plus de 243 000 clients dans le sud du Manitoba. Centra est assujettie à la réglementation de la Régie des services publics du Manitoba (RSPM).

FIGURE 5.4.1

Sources d'énergie par type de combustible au Manitoba 1998



Source : Statistique Canada

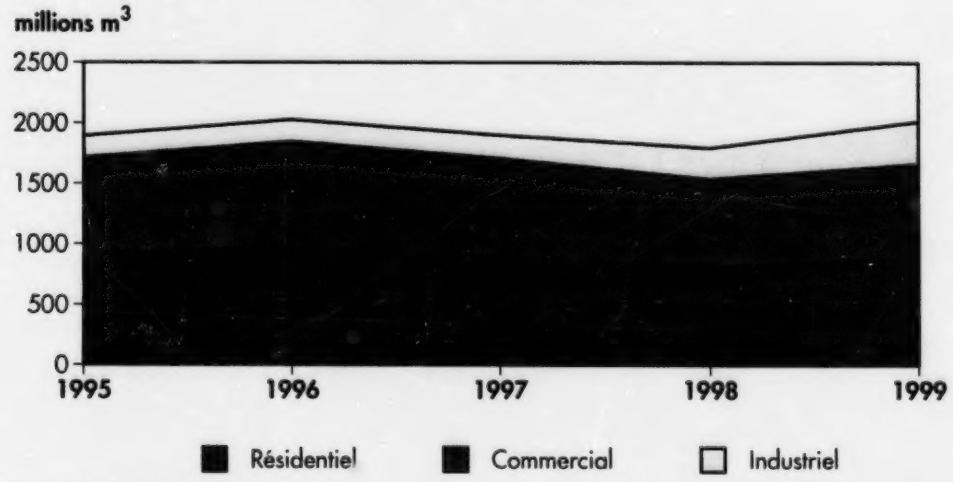
Depuis 1991, les clients du marché captif ont l'option d'acheter du gaz directement auprès de fournisseurs autres que Centra[2]. Les ventes directes représentent actuellement plus du quart des ventes totales dans la province. Le marché résidentiel représente environ 70 % des ventes directes tandis que les marchés industriel et commercial occupent la tranche restante, soit 30 %. Près de 80 % de tous les clients résidentiels achètent leur gaz directement auprès de fournisseurs autres que Centra.

1 Centra est une filiale en propriété exclusive d'Hydro-Manitoba, une société d'État.

2 On peut se procurer, en communiquant avec Centra ou la RSPM, un dépliant comportant des renseignements supplémentaires sur l'achat du gaz naturel au Manitoba.

FIGURE 5.4.2

Demande de gaz naturel au Manitoba 1995-1999



Source : Statistique Canada

La RSPM maintient une liste de tous les commercialisateurs enregistrés et qui possèdent une licence d'exploitation au Manitoba.

Approvisionnements et transport du gaz naturel

La majorité du gaz consommé au Manitoba provient de l'Alberta et de la Saskatchewan par l'entremise du réseau principal de TCPL. Le gaz est exporté à Emerson, au Manitoba, où les installations de TCPL sont reliées à celles de Viking Gas Transmission Company et de Great Lakes Gas Transmission.

Centra possède un portefeuille diversifié d'approvisionnements gaziers et dispose de contrats à court et à long termes. La presque totalité des contrats de gaz naturel sont établis à des prix indexés en fonction du prix AECO-C/NIT qui varient mensuellement selon les fluctuations du marché.

Depuis 1991, les clients du marché captif font des achats directs de gaz par l'entremise de contrats d'achat-vente. Ce mécanisme sera éliminé progressivement d'ici novembre 2001. En mai 2000, Centra a mis en place un service T dans l'Ouest qui accorde aux consommateurs l'option de conclure un contrat avec un commercialisateur qui l'approvisionnera en gaz naturel à un prix convenu. Le commercialisateur achète des approvisionnements gaziers au nom de ses clients, dont la livraison à ces derniers est assurée par Centra. Centra facture alors le client pour les approvisionnements gaziers, au prix antérieurement convenu, et paie le commercialisateur au nom du client. Ce mécanisme est très semblable au service TRFR dont bénéficient les clients en Ontario.

5.4.2 Prix régionaux

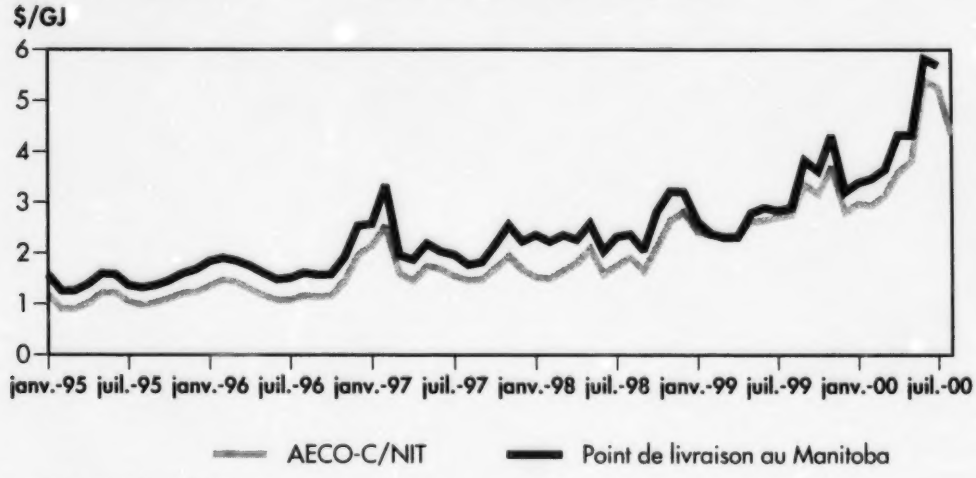
Entre 1995 et 1999, l'écart entre les prix à AECO-C/NIT et les prix au point de livraison au Manitoba totalisait en moyenne 0,42 $, soit un montant à peu près égal au coût du transport du gaz entre les deux points visés. On peut donc conclure que le marché du Manitoba est intégré au marché de l'Alberta (figure 5.4.3).

Prix pour les utilisateurs finals

La figure 5.4.4 illustre l'évolution du prix du gaz naturel livré pour un client résidentiel dans la région desservie par Centra, dont la consommation s'établit en moyenne à 3 500 m^3 par an. Avant juillet 1999, le coût de transport et de distribution étaient regroupés pour produire un coût de livraison total. Tel que l'illustre le graphique, l'augmentation du coût du gaz livré s'explique principalement par la hausse des coûts des approvisionnements de gaz. En 1995, le coût des approvisionnements de gaz représentait 28 % du total du coût annuel du gaz livré, tandis que les coûts de transport et de livraison s'établissaient à environ 72 %. Compte tenu du barème tarifaire entrant en vigueur en novembre 2000, le coût total du gaz naturel livré s'est accru d'environ 60 % depuis 1995. Le coût des approvisionnements de gaz s'établit désormais à 56 % tandis que les coûts de transport et de livraison représentent 44 % du total du coût annuel du gaz.

FIGURE 5.4.3

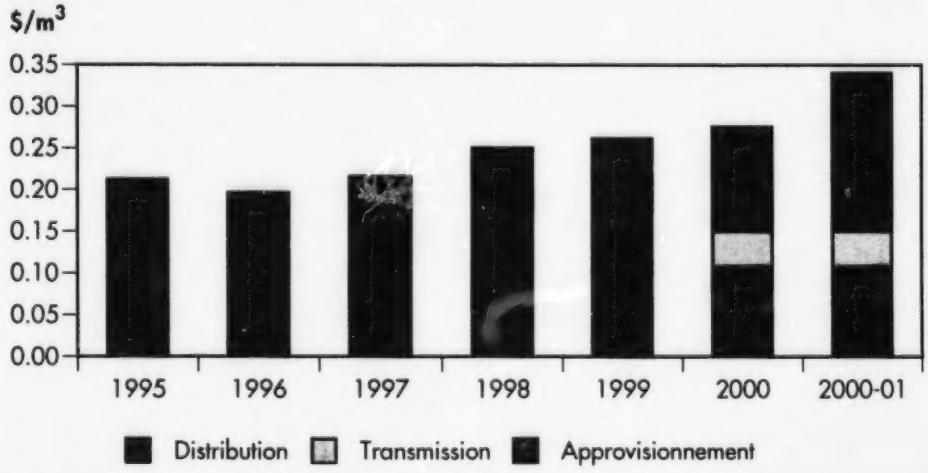
Prix AECO-C/NIT et prix au point de livraison au Manitoba



Source: Canadian Natural Gas Focus

FIGURE 5.4.4

Composantes du prix du gaz naturel - clients résidentiels - Centra



En octobre 2000, Municipal Gas Manitoba, un commercialisateur d'énergie, offrait d'alimenter ses clients résidentiels à un taux fixe de 0,2140 $ le mètre cube pour une période de trois ans.

Faits récents

Centra a reçu l'approbation de mettre en œuvre un nouveau programme de gestion des tarifs prévoyant des ajustements trimestriels à compter du 1er août 2000. Ce programme réduira l'incidence de l'évolution rapide des prix du gaz naturel, car le mécanisme antérieur prévoyait l'établissement des tarifs deux fois par an. Des sommes considérables se sont accumulées dans les comptes de report de Centra (la différence entre le coût du gaz inclus dans les tarifs et le prix coûtant du gaz), qui doivent être éventuellement récupérées auprès des clients.

5.4.3 Dynamique régionale

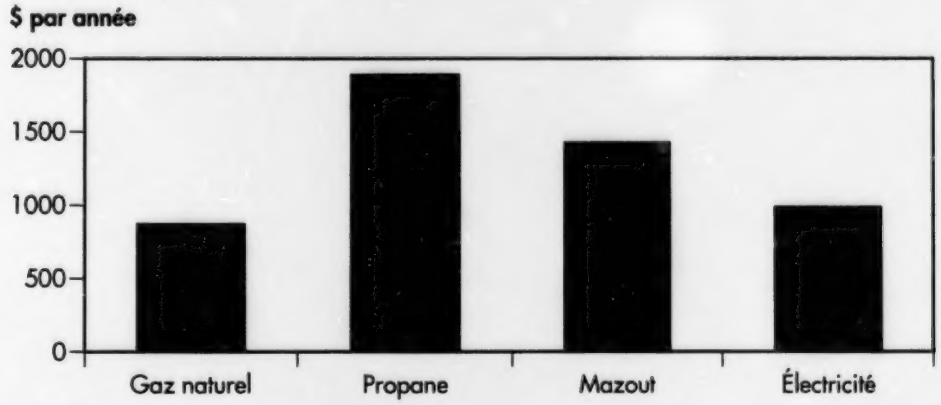
Avant l'adoption du service T, les ACC offraient des remises sur le CPMG de Centra exclusivement. Les utilisateurs finals étaient en quelque sorte assurés qu'ils ne paieraient pas un prix supérieur au CPMG de Centra. Si un commercialisateur n'est pas en mesure d'assurer les approvisionnements de gaz conformément aux modalités contractuelles, Centra tentera de fournir au client le gaz requis, mais le prix de ce dernier pourrait être supérieur au prix contractuel convenu ou au CPMG.

Les hausses du prix du gaz naturel ne devraient pas influer considérablement sur la demande résidentielle, puisque le gaz naturel est le combustible utilisé de façon prépondérante pour le chauffage domiciliaire et que son prix demeure inférieur aux autres combustibles de chauffage (figure 5.4.5). Il importe de souligner la saturation de ce marché, puisque 93 % des ménages dans la ville de Winnipeg utilisent le gaz naturel. Dans les régions rurales, où le gaz naturel n'est pas distribué, l'électricité et le mazout servent à chauffer les habitations.

La consommation de gaz naturel ne devrait pas augmenter considérablement dans la province. La demande de gaz naturel pour la production d'électricité ne devrait pas s'accroître de façon marquée au Manitoba, contrairement à plusieurs autres provinces, en raison des ressources abondantes d'énergie hydraulique qui s'y trouvent.

FIGURE 5.4.5

Coût de chauffage annuels au Manitoba

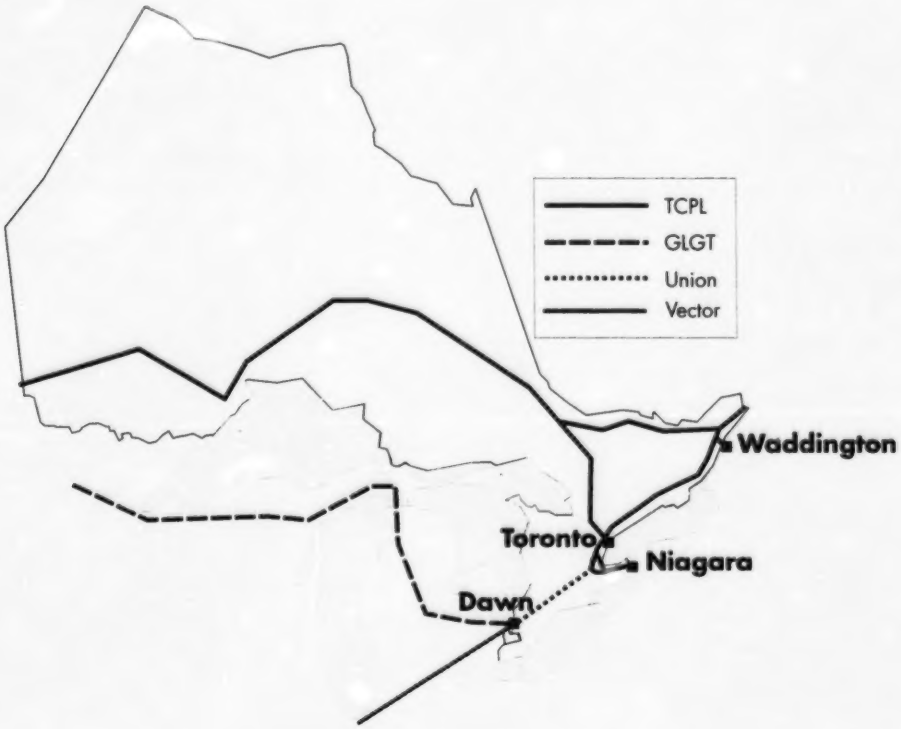


Source: Centra

5.4.4 Résumé

Les acheteurs de gaz naturel au Manitoba ont accès aux approvisionnements gaziers de l'Ouest canadien et plus de 80 % des clients résidentiels s'approvisionnent directement auprès de fournisseurs autres que Centra. Les prix du gaz naturel au Manitoba sont intégrés à ceux du marché albertain. Pour un client résidentiel typique, le coût du gaz représente plus de 50 % du coût total du gaz naturel livré.

5.5 Ontario



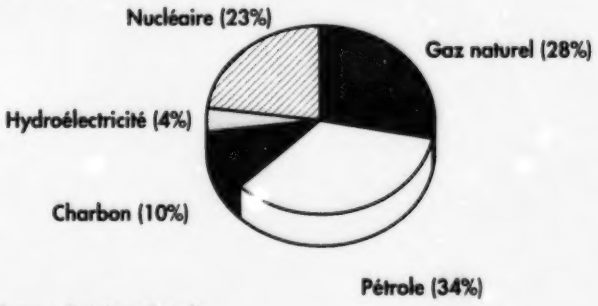
5.5.1 Aperçu du marché

Demande d'énergie

En Ontario, le pétrole répond au tiers des besoins énergétiques, suivi du gaz naturel avec 27 %. L'énergie nucléaire et le charbon permettent de répondre respectivement à 22 % et à 10 % de la demande. L'énergie nucléaire est importante en Ontario, puisque les installations nucléaires produisent environ 45 % de l'électricité (figure 5.5.1).

FIGURE 5.5.1

Sources d'énergie par type de combustible en Ontario 1998



Source : Statistique Canada

Marché du gaz naturel

L'Ontario est le plus important marché du gaz naturel au Canada. En 1999, les ventes de gaz ont totalisé 24 148 $10^6 m^3$ (852 $10^9 pi^3$) (figure 5.5.2). Les secteurs industriel et résidentiel représentent chacun 40 % des ventes totales. Le secteur commercial occupe 18 % du marché. Présentement, les ventes directes représentent 54 % du marché total du gaz naturel en Ontario.

Les deux grands distributeurs locaux de la province sont Union Gas Limited[1] (Union) et Enbridge Consumers Gas[2] (Enbridge). Enbridge est la plus importante société de distribution du gaz naturel au Canada, avec plus de 1,4 million de clients dans l'est et le sud-est de l'Ontario. Union assure des services de distribution à plus d'un million de clients dans le nord, l'est et le sud-ouest de l'Ontario. Les distributeurs locaux sont assujettis à la réglementation de la Commission de l'énergie de l'Ontario (CÉO).

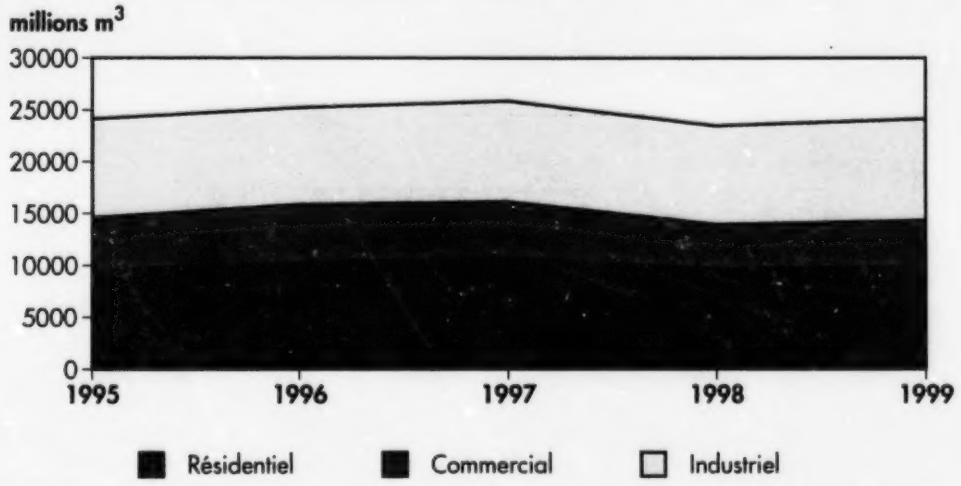
En 1999, Enbridge a assuré la distribution de plus de 11 330 $10^6 m^3$ (400 $10^9 pi^3$) de gaz naturel. De ce volume, près de 30 % étaient destinés aux clients s'approvisionnant auprès d'Enbridge, et le reste était transporté au nom de tiers.

Transport

Outre son réseau de distribution, Union exploite aussi des installations de transport de grande envergure qui relient le réseau principal de TCPL et plusieurs gazoducs américains. En 1999, Union a véhiculé 34,6 $10^6 m^3$ (1 220 $10^9 pi^3$) de gaz à des clients. Du volume total, environ 42 % étaient destinés à des clients faisant partie de la zone de concession d'Union, tandis que 58 % étaient destinés à des clients à l'extérieur de la zone de concession d'Union, y compris Enbridge, TCPL, GMi et des clients à l'exportation acheminant du gaz naturel aux marchés du Nord-Est des États-Unis.

FIGURE 5.5.2

Demande de gaz naturel en Ontario 1995-1999



Source : Statistique Canada

1 Union Gas Limited est une filiale en propriété exclusive de Westcoast Energy.

2 Enbridge Consumers Gas est une filiale en propriété exclusive d'Enbridge Inc.

Les installations de transport d'Union sont bidirectionnelles. Pendant les mois d'hiver, le gaz est véhiculé d'ouest en est pour servir les marchés de l'Est du Canada et du Nord-Est des États-Unis. Le gaz est habituellement injecté dans les installations de stockage à Dawn durant les mois d'été et est véhiculé d'est en ouest. À l'heure actuelle, la capacité pouvant être injectée dans le réseau de TCPL à Dawn (interconnexions à Kirkwall et à Parkway) est de 145,3 $10^6 m^3/j$ (5,13 $10^9 pi^3/j$). Union prévoit accroître sa capacité, pour la faire passer à 154,4 $10^6 m^3/j$ (5,45 $10^9 pi^3/j$) d'ici novembre 2001.

Le réseau d'Enbridge comporte des points d'interconnexion avec les installations pipelinières de TCPL, d'Union et d'ANR/MichCon par l'entremise du gazoduc Link. Ces conduites d'interconnexion desservent les expéditeurs et les consommateurs dans l'Est du Canada ainsi que dans les États du Midwest et du Nord-Est aux États-Unis.

Approvisionnements de gaz naturel

En 1999, Union a acheté un volume total de 3 400 $10^6 m^3$ (120 $10^9 pi^3$) de gaz naturel. De ce volume, environ 69 % provenaient de l'Ouest canadien, 4 % de la production ontarienne et le reste des États-Unis. Les approvisionnements de gaz naturel du BSOC représentent 90 % du portefeuille d'approvisionnements gaziers d'Enbridge.

Stockage

Union possède et exploite les plus importantes installations canadiennes de stockage souterrain de gaz naturel, situées près de Dawn, en Ontario. Ces installations comportent une capacité de stockage de 3 900 $10^6 m^3$ (137 $10^9 pi^3$) et une capacité de livraison de 10,7 $10^6 m^3/j$ (3,0 $10^9 pi^3/j$). Le gaz stocké à Dawn permet d'équilibrer la charge des clients d'Union dans la zone de concession et fait aussi l'objet de contrats à des distributeurs locaux à l'extérieur de la zone de concession, y compris Enbridge et GMi. Les retraits de gaz stocké permettent aussi de rehausser la capacité de transport de TransCanada en période de pointe de la demande.

Les installations de stockage et les multiples gazoducs d'interconnexion permettent à Union de faire fonction de carrefour pour aider les autres gazoducs et expéditeurs à équilibrer l'offre en amont et la demande en aval. En 1999, des transferts de titres représentant un volume estimatif de 3,7 $10^9 pi^3/j$ de gaz naturel ont eu lieu aux installations de Union à Dawn, ce qui en fait l'un des carrefours dont la croissance est la plus rapide en Amérique du Nord.

Enbridge possède et exploite les installations de stockage de gaz Tecumseh, situées également près de Dawn, en Ontario. Ces installations ont une capacité de stockage de 2 500 $10^6 m^3$ (90,0 $10^9 pi^3$) et une capacité de livraison de 42,5 $10^6 m^3/j$ (1,5 $10^9 pi^3/j$).

5.5.2 Prix régionaux

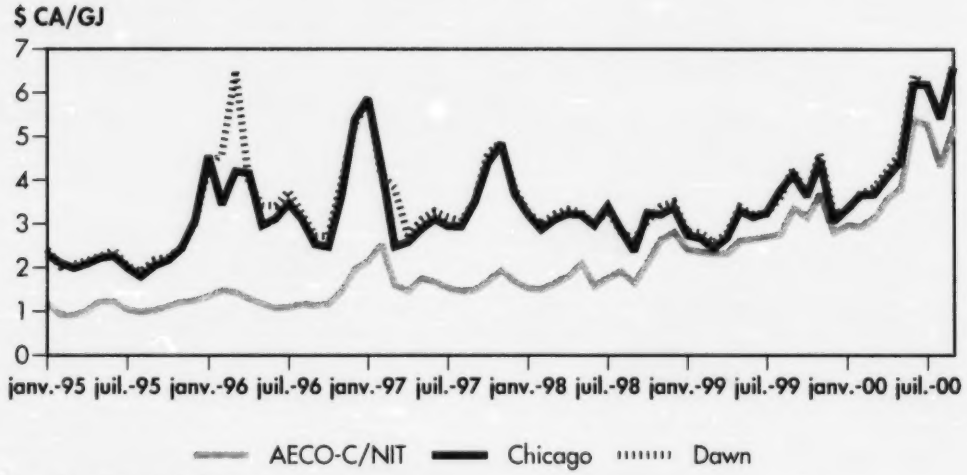
La figure 5.5.3 présente une comparaison du prix du gaz naturel à AECO-C/NIT, principal point d'établissement du prix du gaz naturel en Alberta, avec le prix à Dawn, principal point d'établissement du prix du gaz naturel en Ontario et le prix au point de livraison à Chicago, l'un des principaux points d'établissement des prix du gaz naturel du Midwest américain. Le graphique permet de constater que les prix de gros en Ontario et aux États-Unis étaient étroitement liés pour toute la période visée. D'autre part, les prix en Alberta et en Ontario étaient moins étroitement liés, plus particulièrement jusque vers la fin de 1998. Avant 1998, les prix du gaz naturel en Alberta et en Ontario pouvaient accuser un écart totalisant jusqu'à 5,00 $/GJ. La construction d'un gazoduc supplémentaire prenant origine en Alberta vers la fin de 1998 a contribué à réduire considérablement l'écart des prix, qui correspond à la valeur approximative des coûts de transport entre les deux points. On peut donc conclure que le marché de l'Ontario est de plus en plus intégré à celui de l'Alberta depuis le début de 1999.

Un nouveau barème tarifaire a été approuvé pour Union Gas et est entré en vigueur le 1er octobre 2000. La facture annuelle de gaz naturel d'un client résidentiel moyen dans le sud-ouest de l'Ontario totalise 1 132,30 $, en fonction d'une consommation annuelle de 3 500 m^3 (123,6 $10^3 pi^3$). Le coût du gaz naturel représente environ 61 % du total, tandis que les coûts de transport et de distribution s'établissent respectivement à 11 % et à 28 % (figure 5.5.4). En vertu des tarifs en vigueur le 1er juin 2000, le coût du gaz représentait environ 54 % de la facture annuelle de gaz naturel d'un client résidentiel.

La figure 5.5.5 illustre l'évolution du prix du gaz naturel livré pour un client résidentiel situé dans la zone de livraison d'Enbridge avec la même consommation moyenne. Enbridge cumule le coût du transport et le coût de distribution pour obtenir un coût du gaz livré total. Le graphique permet de constater que l'augmentation du coût du gaz livré est presque entièrement attribuable à la hausse du

FIGURE 5.5.3

Prix AECO-C/NIT et prix à Dawn et à Chicago



Source: Canadian Natural Gas Focus

FIGURE 5.5.4

Composantes du prix du gaz naturel - clients résidentiels - Union

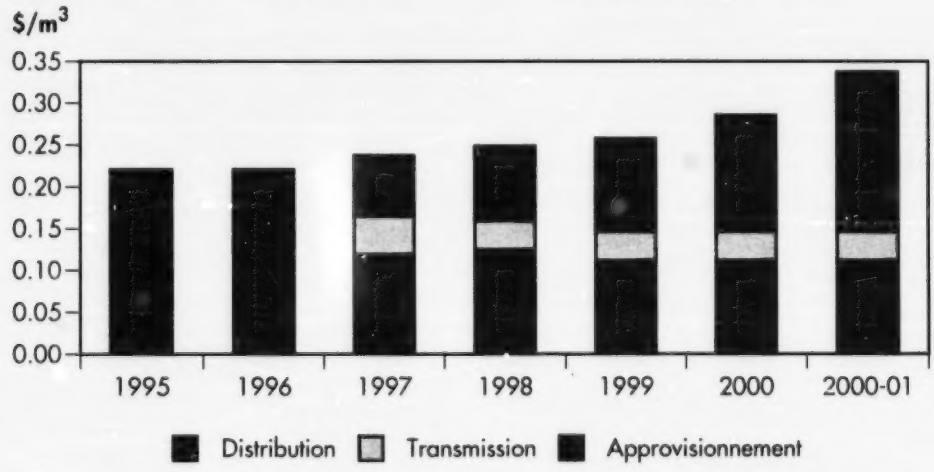
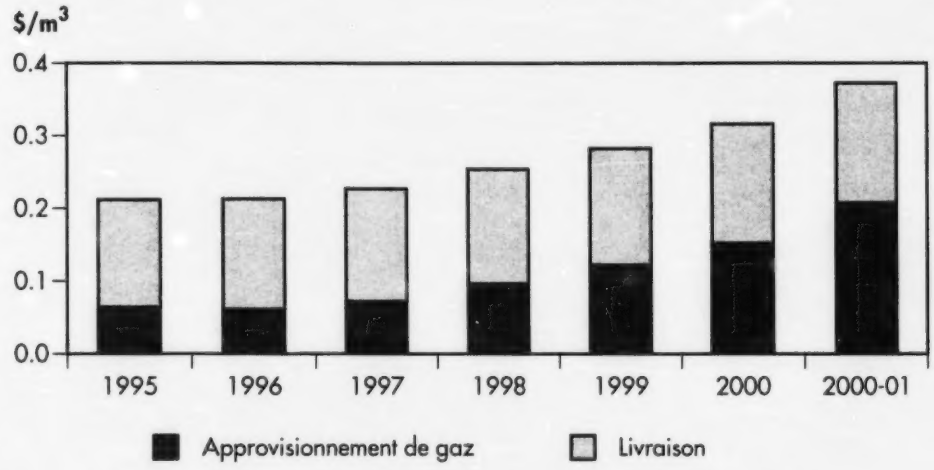


FIGURE 5.5.5

Composantes du prix du gaz naturel - clients résidentiels - Enbridge



coût des approvisionnements gaziers. Le coût du gaz, qui représentait 30 % du coût du gaz livré annuel total en 1995, s'établit désormais à 56 % du coût total.

Les trois plus importants commercialisateurs en Ontario sont Direct Energy Marketing, Ontario Energy Savings Corporation et Sunoco Home Energy. En octobre 2000, ces commercialisateurs proposaient des contrats d'approvisionnement de gaz naturel à prix fixe allant de 0,219 $/m^3 pour un contrat de trois ans à 0,265 $/m^3 pour un contrat de cinq ans.

5.5.3 Dynamique régionale

Le gazoduc Vector devrait entrer en exploitation en novembre 2000. Il est conçu pour transporter du gaz naturel de sources canadienne et américaine depuis le carrefour de Chicago, en Illinois, jusqu'au carrefour de Dawn, en Ontario. La capacité initiale du gazoduc, soit 725 10^{3}m^3/j pourra être portée à 1,5 10^{3}pi^3/j en ajoutant de la compression. Ce gazoduc permettra aux consommateurs ontariens de profiter d'une diversité accrue et d'options de transport supplémentaires.

Enbrige et Union s'orientent vers le dégroupement accru de leurs entreprises et services pour en faire des composantes monopolistiques et concurrentielles. Les mesures de réglementation incitatives (MRI) sont conçues de façon à fournir le cadre nécessaire pour permettre le dégroupement de ces services en autorisant les entreprises à générer un rendement à la mesure des risques concurrentiels engagés dans chaque secteur d'activité, tout en assurant la certitude des tarifs pour les consommateurs de services monopolistiques.

La CÉO a approuvé récemment des MRI limitées à l'exploitation et à l'entretien pour Enbridge, tandis qu'une demande présentée par Union pour un plan quinquennal général de MRI est actuellement à l'étude.

La CÉO a établi un groupe de travail dont le mandat sera d'étudier les règles et règlements se rapportant à la mobilité des clients, au dégroupement des services et à la façon dont les distributeurs locaux devraient traiter avec les détaillants et les utilisateurs finals. Ces travaux devraient donner lieu à l'établissement de règles sur l'accès aux services de distribution. Le personnel de la CÉO a laissé entendre que ce processus avait pour but de formuler des règles non préférentielles et non

discriminatoires qui assurent la symétrie avec l'évolution du marché de l'électricité et qui permettent d'uniformiser les pratiques commerciales de l'ensemble des distributeurs de gaz naturel.

En 1998, le gouvernement de l'Ontario a promulgué la Loi sur la concurrence dans le secteur de l'énergie qui prévoit la restructuration concurrentielle et la déréglementation supplémentaire des marchés du gaz naturel et de l'électricité en Ontario. Le marché de l'électricité concurrentiel, prévu initialement pour novembre 2000 mais reporté indéfiniment depuis, a suscité beaucoup d'intérêt auprès des intervenants sur le marché. TransAlta Corp., par exemple, a annoncé récemment qu'elle prévoyait construire et exploiter une installation de cogénération de 440 MW et se porter acquéreur d'installations en exploitation qui produisent actuellement 210 MW d'électricité. La déréglementation de l'industrie de l'électricité devrait accélérer la convergence des marchés énergétiques en rehaussant la concurrence entre les diverses sources de combustible.

Le gaz naturel devrait permettre de répondre presque entièrement à l'accroissement de la demande de nouvelle production d'électricité en Ontario. Puisque le gaz naturel présente des avantages sur le plan environnemental, on prévoit que l'utilisation du charbon pour produire de l'électricité devrait diminuer en faveur des installations alimentées du gaz naturel. D'autre part, le rôle de l'énergie nucléaire à l'avenir pourra influer considérablement sur la demande de gaz naturel pour la production de l'électricité . À l'heure actuelle, le rôle futur de l'énegie nucléaire demeure incertain. En Ontario, 43 % de la production d'électricité totale proviennent d'installations nucléaires. Toutefois, une partie de la capacité nucléaire actuelle demeure inexploitée et son utilisation est incertaine. Si ces installations étaient remises en service, le gaz naturel jouerait un rôle moins prépondérant pour répondre à la demande d'électricité supplémentaire. D'autre part, si les installations nucléaires ne sont pas remises en exploitation et si d'autres installations sont mises hors service, la demande de gaz naturel augmenterait considérablement. Toute décision au sujet de l'avenir des installations nucléaires hors service ou de la mise hors service des installations actuelles tiendra compte des prix projetés de l'électricité et des frais d'exploitation ainsi que des inquiétudes manifestées au sujet de l'énergie nucléaire en ce qui a trait à l'environnement et à la sécurité. Le prix du gaz naturel ne devrait pas influer considérablement la décision éventuelle.

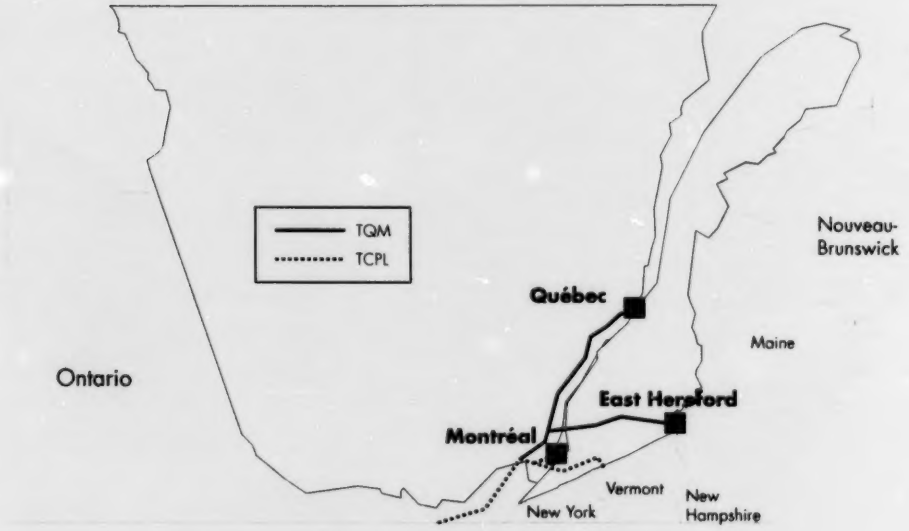
Les prix élevés qui prévalent actuellement pour le gaz naturel ne devraient pas se répercuter de façon marquée sur la demande de gaz dans le secteur résidentiel. En fonction des prix du gaz naturel actuels, par exemple, Enbridge prévoit que l'utilisation de mazout pour le chauffage des locaux et de l'eau représenterait une augmentation d'environ 27 % pour un ménage donné, tandis que l'utilisation de l'électricité serait environ deux fois plus coûteuse.

5.5.4 Résumé

Les acheteurs de gaz en Ontario ont accès aux approvisionnements de gaz du BSOC et des États-Unis. Les nouveaux gazoducs, comme le gazoduc Vector, par exemple, permettront de diversifier les options d'approvisionnement et de transport. En outre, les importantes installations de stockage en Ontario assurent la sécurité des approvisionnements et confèrent une grande souplesse.

Les prix du gaz naturel en Ontario sont reliés aux prix en Alberta et à Chicago. Le carrefour de Dawn se distingue de plus en plus comme un important point d'établissement des prix avec liquidité en Ontario. Les intervenants sur le marché peuvent donc obtenir des renseignements rapides et exacts sur les prix.

5.6 Québec



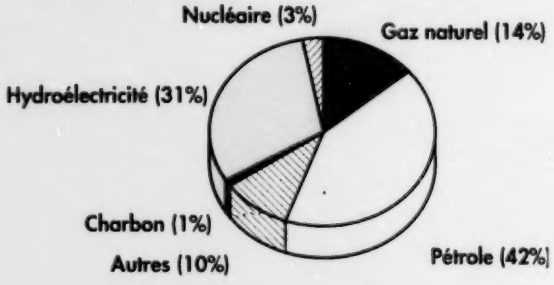
5.6.1 Aperçu du marché

Demande d'énergie

Le Québec est le deuxième plus important consommateur d'énergie au Canada. L'énergie hydro-électrique abondante et les importations de pétrole permettent de répondre respectivement à 42 % et à 40 % des besoins énergétiques de la province. Le gaz naturel permet de répondre au reste de la demande. L'électricité est prépondérante dans les secteurs résidentiel, commercial et industriel.

FIGURE 5.6.1

Sources d'énergie par type de combustible au Québec 1998



Source : Statistique Canada

Marché du gaz naturel

En 1999, la consommation de gaz naturel au Québec a totalisé 6 232 $10^6 m^3$ (220 $10^9 pi^3$). Du total de cette demande, 60 % proviennent du secteur industriel, tandis que la demande des secteurs commercial et résidentiel s'établit respectivement à 28 % et à 12 % (figure 5.6.2). L'utilisation du gaz naturel pour produire de l'électricité au Québec est négligeable.

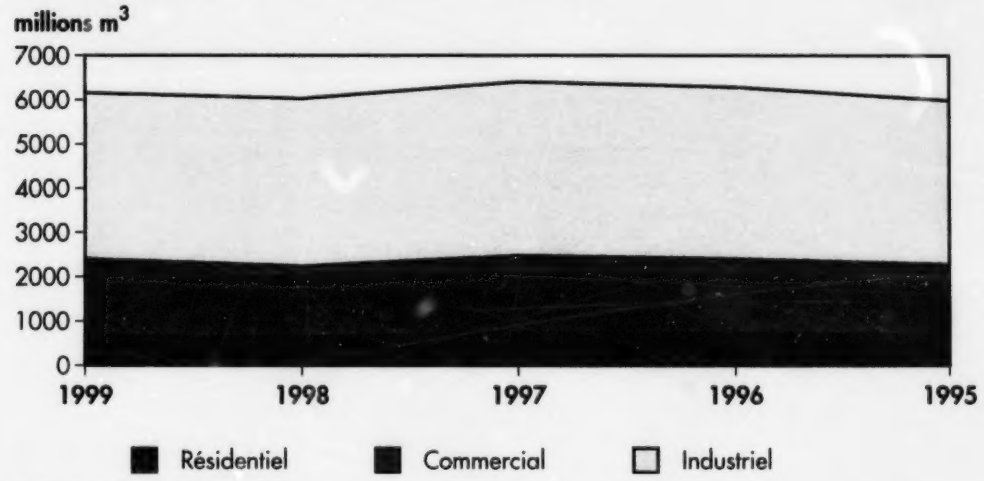
Société en commandite Gaz Métropolitain[1] (Gmi) est le distributeur local le plus important et assure la livraison de 97 % du gaz naturel utilisé dans la province. La région de Gatineau-Hull est desservie par Gazifère. Les distributeurs locaux sont assujettis à la réglementation de la Régie de l'énergie (Régie), l'organisme de réglementation provincial.

En 1999, près de 70 % des volumes totaux livrés par GMi représentaient des achats directs des consommateurs auprès du fournisseur de leur choix. Les achats directs représentaient 98 % du volume dans le secteur industriel et 30 % du volume dans le secteur commercial.

1 GMi est détenu par Gaz Métropolitain Inc. (77,4 %) et la grand public (22,6 %).

FIGURE 5.6.2

Demande de gaz naturel au Québec 1995-1999



Source : Statistique Canada

Les plus importants ACC au Québec sont TransCanada Energy Limited, Duke Energy et Dynegy. Ensemble, ces sociétés détiennent environ 90 % du marché des ventes directes. Les ACC assurent une gamme de services d'approvisionnement de gaz, y compris la gestion des portefeuilles d'approvisionnements au nom de leurs clients.

Les industries des pâtes et papiers et des produits chimiques, l'industrie métallurgique et les fonderies font appel au gaz naturel. En 1999, le secteur industriel a utilisé 3 739 $10^6 m^3$ (132 $10^9 pi^3$) de gaz naturel dans la zone de concession desservie par GMi. Les volumes interruptibles ont varié entre 45 % et 50 % des ventes industrielles totales au cours des cinq dernières années. Ces chiffres reflètent la capacité des grands clients industriels d'avoir accès à des combustibles de remplacement. Par conséquent, toute perte éventuelle de compétitivité du gaz naturel comparativement aux combustibles de remplacement influerait sur les activités de GMi.

Dans le secteur industriel, le mazout lourd est la principale source de concurrence pour le gaz naturel. Des produits pétroliers sont produits à trois raffineries au Québec (capacité de raffinage totale de 385 000 barils par jour) et peuvent aussi être importés facilement.

Approvisionnements, transport et stockage de gaz naturel

La presque totalité du gaz utilisé au Québec provient du BSOC par l'entremise du réseau principal de TCPL. En 1999, GMi a acheté 2 266 $10^6 m^3$ (80 $10^9 pi^3$) de gaz naturel.

GMi assure le transport de gaz naturel par l'entremise de Corporation Champion Pipe Line Ltée (CPL), filiale détenue en propriété exclusive et de Trans Québec & Maritimes Pipeline Inc.[1] (TQM), filiale détenue à 50 %. CPL exploite deux gazoducs situés au nord-ouest du principal réseau de distribution de GMi dans la région d'Abitibi-Témiscamingue. Le réseau de transport de TQM s'étend depuis le réseau principal de TCPL à Saint-Lazare jusqu'à Québec.

1 TQM est détenue à parts égales par GMi et TransCanada.

Deux points d'exportation vers les États-Unis sont situés à la frontière québécoise. On trouve à Philipsburg un point d'interconnexion avec Vermont Gas Systems Inc. Le prolongement du gazoduc TQM achevé en mars 1999 a permis d'ajouter 5,0 $10^6 m^3$ (175 $10^6 pi^3/j$) de capacité d'exportation à East Hereford, au Québec. Le prolongement du gazoduc de TQM est relié au réseau Portland Natural Gas Transmission (PNGT) et assure les livraisons vers le marché du Nord-Est des États-Unis.

GMi a accès à 600 $10^6 m^3$ (21,2 $10^9 pi^3$) de capacité de stockage souterrain à Dawn, en Ontario. De cette capacité, les contrats visant 397 $10^6 m^3$ (14 $10^9 pi^3$) de stockage arrivent à échéance en 2003, mais GMi étudie actuellement la possibilité de les renouveler. GMi a aussi accès à une capacité de stockage limitée au Québec, à St-Flavien et à Pointe-du-Lac, qui lui permet de répondre aux besoins en période de pointe[1]. Enfin, GMi exploite également une installation de liquéfaction, de stockage et de regazéification de 2 $10^9 pi^3$ à Montréal.

Évolution récente du marché

Par le passé, GMi concentrait ses efforts de commercialisation dans les secteurs industriel et commercial de charge moyenne en raison des possibilités de croissance et de rentabilité. GMi a toutefois lancé dernièrement une campagne de commercialisation axée sur les secteurs résidentiel et agricole.

GMi a déposé auprès de la Régie une nouvelle demande tarifaire visant à dégrouper les éléments de transport et de distribution de ses services. La Régie a approuvé des mesures de réglementation incitatives. Ces dernières inciteront GMi à rehausser son rendement général et, ce faisant, à réduire éventuellement ses frais d'exploitation.

5.6.2 Prix régionaux

Les clients du marché captif au Québec font typiquement appel à leur distributeur local pour obtenir des services gaziers intégrés. GMi impute à ses clients du marché captif le CPMG pour son portefeuille d'approvisionnements de gaz. Les prix sont indexés sur les prix de 30 jours et les prix à terme à Empress, en Alberta et le prix à AECO-C/NIT pour de faibles volumes. Toutefois, les prix payés par les utilisateurs finals sont étroitement reliés aux prix qui prévalent sur le marché en Alberta qui, à leur tour, dépendent fondamentalement de l'équilibre entre l'offre et la demande de gaz naturel en Amérique du Nord. Les tarifs sont ajustés mensuellement de façon continue. La figure 5.6.3 illustre le prix de référence de GMi.

Les grands clients gèrent leur propre portefeuille gazier ou font appel à l'expérience et aux services d'agents de commercialisation et de courtiers pour assurer la sécurité des approvisionnements et conclure des opérations de couverture. Leur portefeuille d'approvisionnements est habituellement diversifié et composé des volumes achetés à des prix fixes et à des prix indexés et dont les échéances varient entre un et trois ans. Les prix contractuels sont habituellement indexés en fonction des prix à Empress et à AECO-C/NIT.

Prix pour les utilisateurs finals

Les prix pour les utilisateurs finals au Québec ont augmenté considérablement au cours de la période allant de 1995 à 2000 (figure 5.6.4). La facture annuelle de gaz naturel d'un client résidentiel ayant une consommation moyenne de 3 800 m^3 par an a augmenté de 54 % pendant cette période. Cette hausse reflète principalement l'accroissement marqué du coût du gaz. Ce dernier est passé de 14 % à 45 % du coût total du gaz livré de 1995 à l'an 2000.

1 GMi fait appel à du gaz naturel ou du gaz naturel liquéfié (GNL) stocké pour rehausser les volumes de gaz naturel véhiculés en périodes de très forte demande.

FIGURE 5.6.3

Prix de référence d'Empress et de GMi

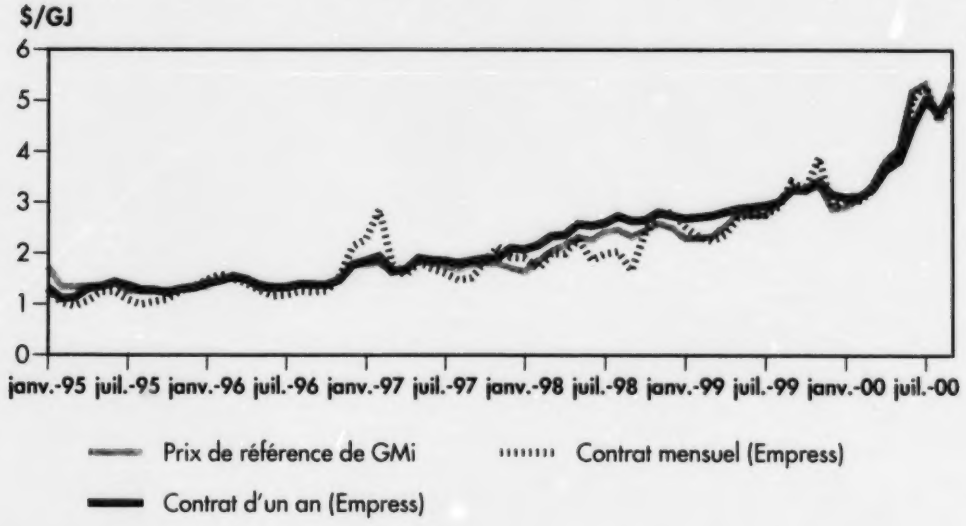
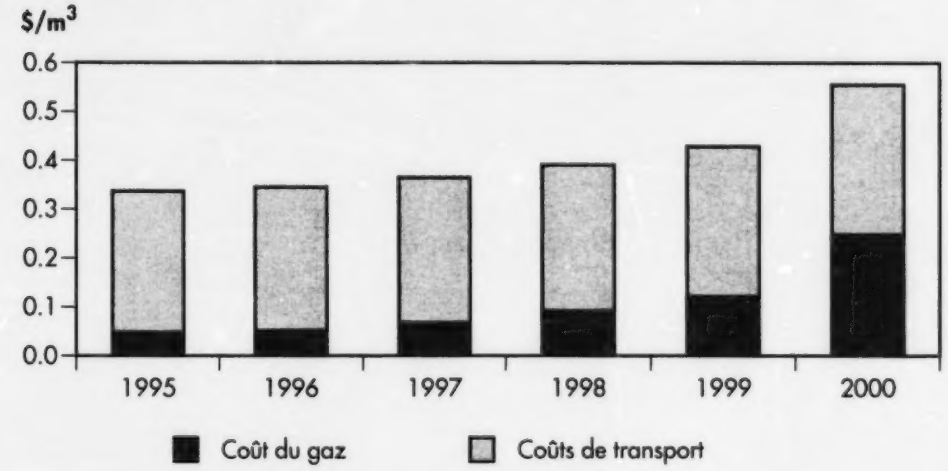


FIGURE 5.6.4

Composantes du prix du gaz naturel - clients résidentiels - GMi



Les clients commerciaux et industriels ont également été visés par des augmentations du prix du gaz livré, et ce, principalement en raison de l'augmentation du coût du gaz. Cependant, les grands clients industriels peuvent utiliser le service interruptible moins coûteux.

Les coûts de distribution ont été relativement stables au cours des dernières années et ne se sont accrus que de 6 % entre 1995 et 1999. Aucune augmentation appréciable n'est prévue au cours des quelques prochaines années. L'utilisation supérieure de la capacité du réseau de distribution contribuera à faire baisser les coûts.

Incidences sur les consommateurs

La hausse rapide des prix du gaz naturel a en quelque sorte ralenti la pénétration du marché et a eu une incidence négative sur de nombreux utilisateurs de gaz naturel au Québec. Certains clients utilisant le service interruptible ont eu recours à un combustible de remplacement. Les grands utilisateurs industriels ont été témoin de l'augmentation du coût du gaz et, lorsqu'il ne leur est pas possible de refléter entièrement ces augmentations dans le prix de leurs produits, leur rentabilité en subit le contrecoup. Certains utilisateurs industriels ont même envisagé de comprimer leurs activités, voire même fermer leurs installations si les prix se maintiennent à la hausse.

5.6.3 Dynamique régionale

La demande de gaz naturel au Québec devrait augmenter. Deux usines industrielles sont proposées et utiliseront 153 $10^6 m^3$ (5,4 $10^9 pi^3$) de gaz naturel par an.

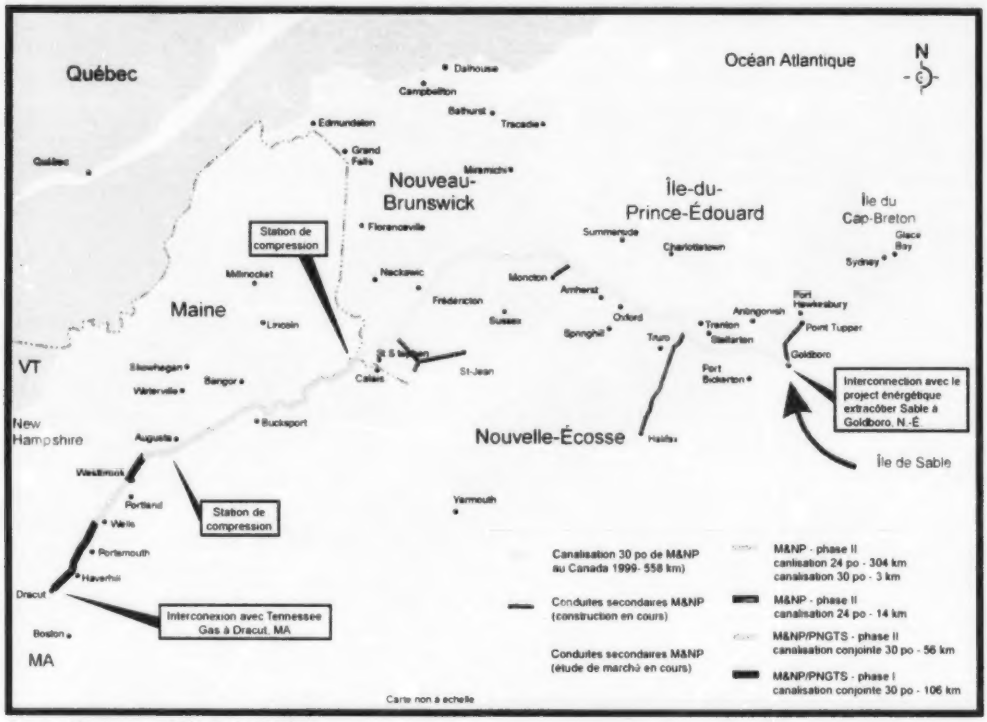
Pour diversifier ses sources d'approvisionnement, GMi se propose de construire un nouveau réseau de gazoduc reliant le marché du gaz naturel du Québec au bassin de production de l'île de Sable. La première partie de ce système consisterait en une canalisation secondaire du réseau de Maritimes & Northeast, allant de Frédéricton jusqu'à la région d'Edmundston. La deuxième partie du réseau consisterait en un gazoduc autonome allant de la frontière entre le Québec et le Nouveau-Brunswick jusqu'à la rive sud de la ville de Québec, où il rejoindrait le réseau de TQM.

5.6.4 Résumé

Les acheteurs de gaz au Québec ont accès aux approvisionnements gaziers de l'Ouest canadien. La mise en service du gazoduc Vector leur donnera la possibilité d'accéder à des approvisionnements canadiens et américains depuis Chicago. Si le marché québécois est relié au bassin de production de l'île de Sable, les consommateurs de la province pourraient disposer d'une source de gaz supplémentaire.

Les prix du gaz naturel au Québec sont reliés à ceux de l'Alberta.

5.7 Marché des provinces de l'Atlantique



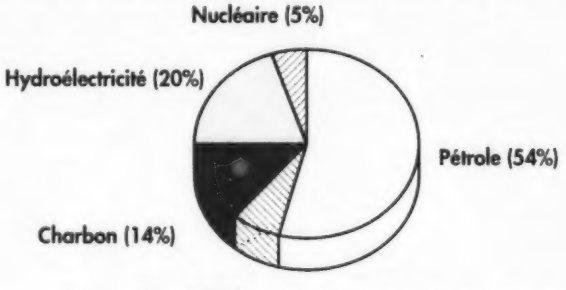
Source: Maritimes and Northeast Pipeline

5.7.1 Demande d'énergie

Dans la région de l'Atlantique, le mazout répond à 50 % des besoins d'énergie (figure 5.7.1). Ce combustible est utilisé de façon prépondérante pour le chauffage des habitations. L'électricité et le charbon sont également d'importantes sources de chauffage. Les autres combustibles utilisés comprennent le bois, les déchets de bois et la lessive de cuisson.

FIGURE 5.7.1

Sources d'énergie par type de combustible dans les provinces de l'Atlantique 1998



Source : Statistique Canada

5.7.2 Aperçu du développement du marché gazier

Le service gazier sera introduit dans les Maritimes vers la fin de 2000, lorsque des régions de la Nouvelle-Écosse et du Nouveau-Brunswick commenceront à recevoir du gaz provenant de la région de l'île de Sable. Le projet énergétique extracôtier de l'île de Sable[1] (SOEP), qui regroupe des installations de production, de collecte et de traitement du gaz naturel, le projet de canalisation

1 Propriétaires du projet SOEP : Mobil, 50,8 %; Shell, 31,3 %; Compagnie pétrolière impériale, 9 %; Nova Scotia Resources, 8,4 %; et Mosbacher , 0,5 %.

principale de Maritimes & Northeast Pipeline[1] (M&NP) ainsi que les réseaux de distribution locaux donneront aux villes d'Halifax (Nouvelle-Écosse) et de Moncton, Frédéricton et Saint-Jean (Nouveau-Brunswick) l'occasion d'utiliser pour la première fois le gaz naturel comme source d'énergie.

Les autres provinces de l'Atlantique, soit l'Île-du-Prince-Édouard et Terre-Neuve, examinent elles aussi la possibilité d'avoir accès au service gazier, de l'île de Sable dans le cas de l'Île-du-Prince-Édouard et de la région extracôtière dans le cas de Terre-Neuve.

Approvisionnements de gaz naturel

Le projet SOEP compte six champs dont les réserves établies totalisent 85 $10^9 m^3$ (3 $10^{12} pi^3$) et pourraient éventuellement donner accès à l'ensemble de la plate-forme Scotian, où les réserves sont évaluées à 510 $10^9 m^3$ (18 $10^{12} pi^3$) par la Commission géologique du Canada. Le projet SOEP a été mis en production en décembre 1999 et devrait atteindre une production de 14,4 $10^6 m^3/j$ (510 $10^6 pi^3/j$) à l'automne 2000. La capacité maximale de production des installations actuelles s'établit à 17,0 $10^6 m^3/j$ (600 $10^6 pi^3/j$). L'agrandissement de ces installations est actuellement à l'étude (figure 5.7.2).

Au cours de la dernière année, PanCanadian Petroleum Limited (PanCanadian) a annoncé la découverte de gaz naturel sous le champ pétrolier Cohasset-Panuke, situé à environ 40 kilomètres à l'ouest de l'île de Sable. Bien que les forages d'essai se poursuivent, les résultats de PanCanadian indiquent jusqu'à maintenant que l'accumulation de gaz pourrait être presque aussi considérable que celle de l'île de Sable. Cette région pourrait être mise en production d'ici trois ans environ.

Les producteurs se livrent également à des travaux d'exploration pour découvrir des réserves gazières supplémentaires dans les couches d'eau profonde (de 600 à 3 000 pieds) au large de la plate-forme Scotian. Les autres zones d'intérêt comprennent le bassin Laurentien et le bassin Georges. Les ressources potentielles totales de la côte Est sont évaluées à environ 2 150 $10^9 m^3$ (76 $10^{12} pi^3$), soit environ 11 % des ressources potentielles ultimes de gaz naturel au Canada.

Transport

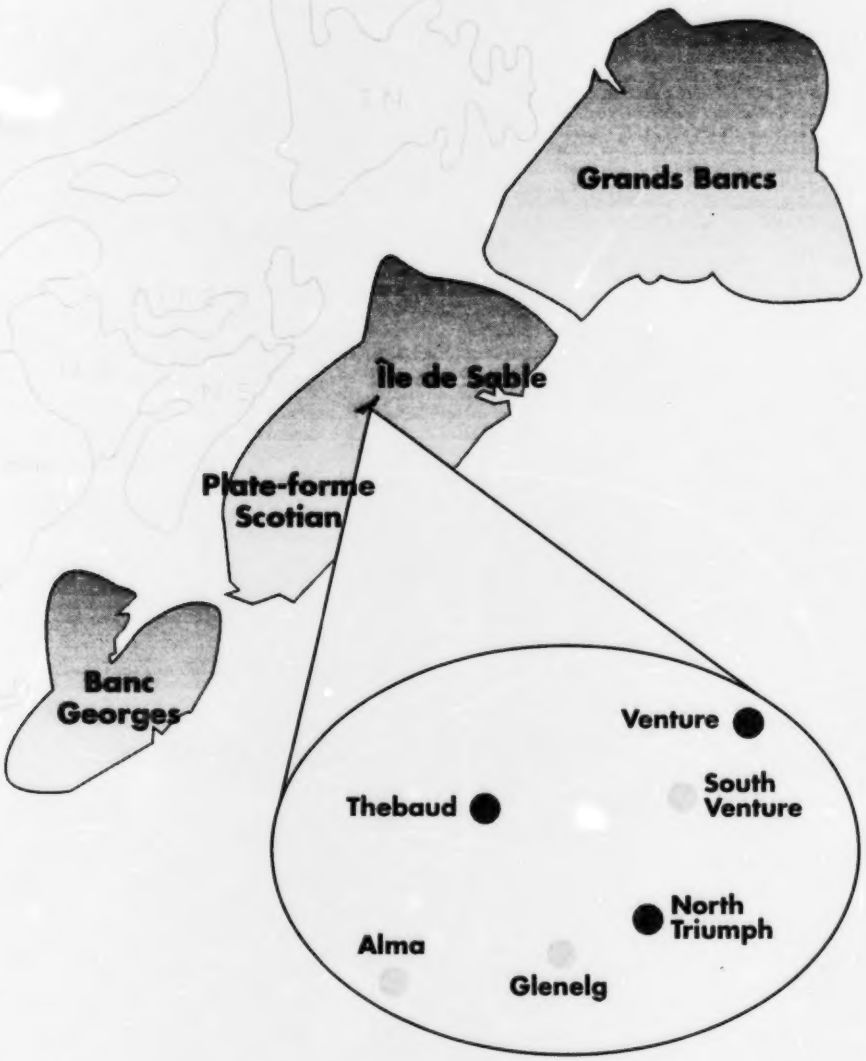
Depuis l'usine de traitement située à Goldboro (N.-É.), les canalisations canadienne et américaine du réseau principal de M&NP livrent du gaz naturel traité à destination des marchés en Nouvelle-Écosse, au Nouveau-Brunswick, ainsi que dans les États du Maine et du New Hampshire, pour ensuite se joindre au réseau de gazoducs nord-américains en exploitation près de Dracut, au Massachusetts. La capacité contractuelle du réseau M&NP s'établit à 14,4 $10^6 m^3/j$ (508 $10^6 pi^3/j$) au Canada et à 9,8 $10^6 m^3/j$ (345 $10^6 pi^3/j$) aux États-Unis, l'écart des volumes étant absorbé par le marché intérieur. L'aménagement d'installations de compression supplémentaires pourrait accroître la capacité du réseau pour la porter à environ 28,3 $10^6 m^3/j$ (1 $10^9 pi^3/j$).

Outre le réseau principal de gaz naturel au Canada, deux canalisations de huit pouces (aménagées dans une même tranchée) relient l'installation de traitement de Goldboro à Point Tupper sur l'île du Cap-Breton, en Nouvelle-Écosse. Ce réseau à double canalisation, qui traverse le détroit de Canso, comprend une canalisation de liquides de gaz naturel (LGN) à destination de l'installation de fractionnement de Port Hawksbury sur l'île du Cap-Breton et une canalisation secondaire à destination de Point Tupper. La mise en service de la canalisation secondaire de Point Tupper est prévue pour la fin de 2000, tandis que la livraison de LGN à l'île du Cap-Breton a débuté en avril 2000.

1 Propriétaires de M&NP : Westcoast, 37,5 %; Duke, 37,5 %; Mobil, 12,5 %; et Nova Scotia Power Corp., 12,5 %.

FIGURE 5.7.2

Zones d'approvisionnement de la côte Est



M&NP procède actuellement à la construction de deux autres canalisations secondaires, l'une jusqu'à Halifax, en Nouvelle-Écosse, et l'autre jusqu'à Saint-Jean, au Nouveau-Brunswick. Les trois canalisations secondaires intérieures auront une capacité d'environ 9,9 $10^6 m^3/j$ (350 $10^6 pi^3/j$) dont la moitié est actuellement souscrite. Presque toute la capacité souscrite fait l'objet de contrats de service ferme auprès d'entreprises de production d'électricité et de grands clients industriels.

Des études sont en cours pour déterminer la faisabilité de canalisations secondaires futures pour desservir le nord de l'île du Cap-Breton, le nord du Nouveau-Brunswick et l'Île-du-Prince-Édouard.

En outre, un grand nombre de compagnies pipelinières étudient la possibilité d'établir un point d'interconnexion à la frontière entre le Québec et le Nouveau-Brunswick en construisant une canalisation secondaire dans le nord du Nouveau-Brunswick après 2003.

Pour faciliter le développement du marché canadien, SOEP, M&NP ainsi que les provinces de la Nouvelle-Écosse et du Nouveau-Brunswick ont signé en 1997 une entente intitulée Joint Position on Tolling and Laterals, ayant principalement pour objet de réduire les tarifs de livraison par l'entremise du réseau principal à destination de la Nouvelle-Écosse et du Nouveau-Brunswick. Dans le cadre de cette entente, M&NP a convenu de réduire les droits de service ferme aux points de livraison situés en Nouvelle-Écosse de 10 % pour la période initiale de huit ans et de 4 % pour chacune des deux années suivantes. M&NP a également convenu de réduire les droits de service ferme aux points de livraison situés au Nouveau-Brunswick de 4 % pour la période initiale de trois ans.

Réseaux de distribution

En 1999, Sempra Atlantic Gas Inc. (Sempra)[1] et Enbridge Gas New Brunswick (EGNB)[2] ont obtenu des concessions de distribution générale en Nouvelle-Écosse et au Nouveau-Brunswick, respectivement, pour desservir les marchés résidentiel, commercial et industriel. Il importe de noter que la politique de M&NP au sujet des canalisations secondaires présente un défi pour les entreprises de distribution. Cette politique permet essentiellement aux grands clients industriels, y compris les producteurs d'électricité, de contourner les distributeurs locaux si la conduite secondaire requise répond aux critères d'un test économique[3]. Par conséquent, il pourrait y avoir une perte d'une partie des volumes minimaux de distribution typiques des grands consommateurs de gaz.

Dans le cadre de sa proposition de concession, Sempra s'est engagée à desservir 78 % des ménages et d'avoir accès à 18 comtés d'ici sept ans. La construction de certaines sections du réseau de distribution en Nouvelle-Écosse a débuté en septembre 2000 dans la région d'Halifax-Dartmouth et les premières livraisons devraient avoir lieu vers la fin de 2000 ou au printemps 2001. EGNB a débuté ses travaux de construction dans la zone de concession en août 2000. Les villes de Frédéricton, d'Oromocto, de Saint-Jean, de St. George, de Riverview, de Dieppe et de Moncton devraient commencer à être desservies d'ici la fin de 2000.

Sempra et EGNB sont assujetties à la réglementation du Nova Scotia Utilities and Review Board (NSURB) et de la Commission des entreprises de service public du Nouveau-Brunswick (CESPNB) respectivement.

5.7.3 Prix régionaux

Prix coûtant du gaz naturel

Puisque la majorité de la production provenant de l'île de Sable sera utilisée en Nouvelle-Angleterre, les prix aux points de livraison en Nouvelle-Écosse et au Nouveau-Brunswick seront déterminés en fonction du prix au point de livraison à Boston, moins les coûts de transport aux États-Unis.

1 Unité de Sempra Energy International, filiale de Sempra Energy.

2 Entreprise détenue à 63 % par Enbridge Consumers Energy et à 37 % par des investisseurs du Nouveau-Brunswick.

3 Le test de faisabilité économique comporte un seuil de 0,60 $/106pi3 Btu.

4 Boston price less U.S. Transmission = US$4.000/MMBtu - US$ .715/MMBtu = U$3.285/MMBtu Goldboro Price. This represents about Cdn$4.83/MMBtu or Cdn$4.58/GJ, based on a conversion rate of 1.054615 GJ/MMBtu and an exchange rate for the Canadian dollar of $0.68 U.S.

Autrement dit, si le prix à Boston est de 4,00 $ US/106Btu, le prix à Goldboro (soit le prix du gaz au point de réception de M&NP) serait d'environ 3,29 $ US/106Btu ou 4,58 $ CA/GJ.[1]

Droits de transport

Les droits de transport sur le réseau canadien principal, soit de Goldboro à la frontière internationale, devraient s'établir entre 0,69 $/GJ et un maximum de 0,71 $/GJ[2], compte tenu des remises consenties en Nouvelle-Écosse et au Nouveau-Brunswick pendant la période initiale. La Federal Energy Regulatory Commission des États-Unis a approuvé, pour le tronçon américain du réseau M&NP, des droits de service ferme de 0,715 $ US/106Btu.

Droits de distribution

Nouvelle-Écosse

Pour intéresser les clients du marché captif, Sempra propose de garantir aux clients des économies de 5 % comparativement aux coûts des autres combustibles de chauffage. Sempra prévoit aussi d'autres mesures d'incitation à la conversion au gaz naturel.

La planification tarifaire proposée de Sempra prévoit que les tarifs de distribution seront indexés en fonction du prix du mazout léger en Nouvelle-Écosse. Le tarifs de livraison total serait établit de sorte que les coûts pour l'ensemble des consommateurs soient au moins de 5 % inférieurs au prix du mazout léger livré. Compte tenu des fluctuations du prix du pétrole, les tarifs de distribution seront ajustés mensuellement pour assurer que les clients bénéficient d'une remise. Les tarifs de distribution seraient également assujettis à un tarifs maximum proposé d'environ 7,00 $/GJ. Sempra a déposé auprès du NSURB une demande d'approbation de ses tarifs de distribution et la décision du NSURB est attendue au début de 2001.

TABLE 5.7.1

Remise sur les tarifs de distribution du mazout au Nouveau-Brunswick

Clients résidentiels et petites entreprises	30%
Établissements de moyenne et grande envergure	15%
Grands clients industriels	5%

Nouveau-Brunswick

Initialement, les tarifs de distribution d'EGNB seront fondés sur le marché, plutôt que sur les coûts. Advenant une augmentation considérable des prix du gaz, EGNB dispose de la souplesse nécessaire pour réduire le tarifs de distribution afin de maintenir la compétitivité du gaz naturel sans devoir présenter une nouvelle demande formelle à la CESPNB.

En juin 2000, la CESPNB a approuvé la méthode d'établissement des tarifs d'EGNB. Cette méthode prévoit des remises sur le coût du mazout et de l'électricité. Le tarifs résidentiel cible approuvé d'EGNB comprend une charge mensuelle de 8,00 $ et un tarifs de livraison de 3,34 $/GJ, ce qui

1 Prix à Boston moins coût de transport aux É.-U. = 4,000 $ US/106Btu - 0,715 $ US/106Btu = 3,285 $ US/106Btu (prix à Goldboro). Cela représente un prix d'environ 4,83 $ CA/106Btu ou 4,58 $ CA/GJ, en fonction d'un taux de conversion de 1,054615 GJ/106Btu et d'un taux de change du dollar canadien de 0,68 $ US.

2 Un taux de conversion de 1,054615 GJ/106Btu a été utilisé.

3 Si l'on présume qu'un ménage moyen consomme environ 12,5 GJ par mois, la charge mensuelle de 8,00 $ représenterait environ 0,64 $/GJ.

représenterait des coûts totarifs d'environ 4,00/GJ[1] pour un client moyen. Le tableau 5.7.1 présente le niveau de remise proposé aux clients.

Il n'existe pas d'installations de stockage dans la région de l'Atlantique contrairement aux autres marchés régionaux. Pour optimiser les tarifs de transport, les commercialisateurs de gaz naturel dans les deux provinces devront équilibrer eux-mêmes les fluctuations de la charge de distribution requise. Ils devront également maintenir une capacité ferme dans les réseaux de distribution. Par conséquent, les commercialisateurs au Nouveau-Brunswick imputeront à leurs clients des frais d'équilibrage des charges (p. ex., pour un service de pointe ou la capacité du marché secondaire) et une marge de commercialisateurs en plus du prix du gaz naturel. On ne sait pas encore si des frais semblables seront imputés par les commercialisateurs en Nouvelle-Écosse.

Prix pour les utilisateurs finals

Après avoir ajouté au prix du gaz les coûts de transport et de distribution canadiens ainsi que la marge du commercialisateur au besoin, les prix à long terme du gaz livré aux clients résidentiels en Nouvelle-Écosse et au Nouveau-Brunswick devraient se situer entre 9,00 $ et 11,50 $/GJ, selon les fluctuations des prix du marché. Toutefois, au fur et à mesure que les marchés se développeront et que le débit des gazoducs augmentera, les coûts de transport et d'équilibrage de la charge devraient diminuer et faire baisser le prix total du gaz livré.

Les droits de transport représenteront entre 6 % et 8 % du prix du gaz livré sur le marché intérieur

Les tarifs de distribution en Nouvelle-Écosse n'ont pas encore été établis, mais les tarifs résidentiels d'EGNB représenteront jusqu'à 50 % du prix du gaz livré. Les tarifs de distribution des secteurs commercial et industriel au Nouveau-Brunswick représenteront respectivement entre 20 % et 25 % environ du coût total du gaz livré.

5.7.4 Dynamique du marché

Prix des combustibles concurrents

Dans un proche avenir, la hausse des coûts du gaz naturel ainsi que le coût élevé de la conversion du pétrole à l'électricité pourraient influer sur la compétitivité du gaz dans la région de l'Atlantique. Toutefois, les prix du mazout se sont accrus et devraient demeurer élevés au moins jusqu'à la fin du quatrième trimestre de 2000. L'American Petroleum Institute a récemment déclaré que les approvisionnements américains (plus particulièrement dans le Nord-Est des États-Unis) de pétrole lourd et de produits pétroliers tels que le mazout domestique et le carburant diesel ont atteint leur niveau le plus bas. Les raffineurs modifient habituellement leur exploitation pour produire du mazout léger et du carburant diesel vers la fin du mois d'août ou le début du mois de septembre. On s'inquiète cependant que les raffineries ne seront pas en mesure de reconstituer leurs stocks de mazout domestique assez rapidement cet automne pour répondre à la demande de chauffage saisonnière. Ainsi, les prix du mazout domestique pourraient s'accroître davantage pendant l'hiver 2000-2001. Les approvisionnements limités de mazout léger dans la région du Nord-Est des États-Unis l'hiver dernier a entraîné des crêtes prononcées des prix dans cette région ainsi que dans les provinces de l'Atlantique.

Le propane, un autre combustible de chauffage extrait des approvisionnements gaziers du projet de l'île de Sable à partir de l'installation de fractionnement de Point Tupper, devrait livrer concurrence au gaz naturel. Récemment, le prix des approvisionnements de propane de l'Atlantique rivalisait avec celui des approvisionnements de propane traditionnellement véhiculés à partir de Sarnia. Toutefois, la part du marché de propane dans la région ne devrait augmenter que légèrement.

Incidence du marché du Nord-Est des États-Unis

Compte tenu de sa proximité et de son envergure, le marché du Nord-Est des États-Unis, qui comprend la Nouvelle-Angleterre, influera sur le prix du gaz naturel dans les Maritimes. Les projections de la demande de gaz naturel indiquent qu'il se produira dans le marché du Nord-Est des États-Unis une croissance considérable au cours des quelques prochaines années, suscitée principalement par la demande des centrales électriques. Si ce type de croissance se matérialise sans un accroissement correspondant des approvisionnements en provenance du Canada ou des États-Unis et destinés à cette région, les prix du gaz naturel pourraient augmenter. Par conséquent, les provinces de l'Atlantique pourraient devoir faire face à une telle augmentation puisque le prix du gaz naturel y est relié au marché de Boston.

Projections de la demande de gaz naturel

Il ne sera possible de déterminer entièrement l'ampleur de la demande de gaz naturel dans les provinces de l'Atlantique que lorsque toutes les installations de distribution seront en place et lorsque les clients auront eu l'occasion de convertir leurs systèmes de chauffage. Toutefois, en fonction de la capacité souscrite actuelle et des prévisions au sujet de la distribution, on prévoit que la demande de gaz pourrait atteindre environ 90 900 GJ/j (82,6 10^6pi^3/j) en Nouvelle-Écosse et environ 101 200 GJ/j (92,0 10^6pi^3/j) au Nouveau-Brunswick en 2001. Cette demande proviendra presque totalement des secteurs industriel (raffineries et usines de pâtes et papiers) et de la production d'électricité.

Pour ce qui est de la demande de chauffage des locaux, les applications résidentielles pourraient exiger la conversion intégrale des systèmes de chauffage central actuels qui font appel à d'autres combustibles pour les transformer en appareils de chauffage ou chaudières au gaz naturel. Bien que les prévisions laissent entrevoir que le prix du gaz sera inférieur à celui d'autres combustibles, l'écart ne sera peut-être pas suffisant pour justifier la conversion pour des raisons entièrement économiques. En Nouvelle-Écosse, Sempra pourrait offrir à ses clients des mesures incitatives telles que du financement pour prévoir une période de remboursement raisonnable. Au Nouveau-Brunswick, on s'attend à ce que les tarifs ciblés par EGNB soient établis de sorte que la majorité des clients estiment qu'il est avantageux sur le plan économique de convertir leur système de chauffage au gaz naturel.

EGNB et Sempra exerceront leurs activités exclusivement en tant que distributeurs. La concession d'EGNB ne permet d'offrir que des services dégroupés (c.-à-d. que ses clients établiront des contrats avec les commercialisateurs et non les entreprises de services publics pour les achats de gaz). EGNB et M&NP ont signé un accord de service ferme d'une durée de 20 ans pour 11 785 GJ/j (10,7 10^6pi^3/j), qui sera éventuellement cédé aux commercialisateurs ou encore aux utilisateurs finals directement.

Les provinces du Nouveau-Brunswick et de la Nouvelle-Écosse travaillent actuellement à la mise en place d'un processus d'accréditation des commercialisateurs. Bien qu'une société de commercialisation affiliée au distributeur local pourrait demander et recevoir un certificat de commercialisation, aucune telle demande n'a été déposée jusqu'à maintenant. Il n'y a actuellement qu'une seule demande de certificat de commercialisation à l'étude par la CESPNB. On s'attend à ce qu'Irving Oil Limited et Engage Energy Canada Limited, entre autres, présentent une demande de licence au Nouveau-Brunswick. Lorsque les règlements sur la commercialisation seront en place en Nouvelle-Écosse, environ six commercialisateurs, y compris Irving Oil et une société affiliée de Sempra, devraient présenter des demandes d'accréditation. L'approbation des certificats de commercialisation devrait prendre un mois.

5.7.5 Résumé

Les acheteurs dans les provinces de l'Atlantique auront accès au gaz naturel dans un proche avenir. Il ne sera pas possible de déterminer l'ampleur de la demande de gaz naturel jusqu'à ce que les installations de distribution soient en place. Le prix du gaz naturel y sera relié à celui sur le marché de Boston.

SOMMAIRE ET CONCLUSIONS

Le Canada fait désormais partie intégrante du marché gazier nord-américain. Le gaz naturel se négocie quotidiennement à des prix qui tiennent compte de l'offre et de la demande au Canada et aux États-Unis. La vive croissance de l'économie nord-américaine au cours des dix dernières années a fait augmenter la demande d'énergie. C'est particulièrement le cas pour le gaz naturel, qui présente aussi des avantages supplémentaires puisqu'il s'agit d'un combustible sans résidu. En fait, de nombreux projets de production d'électricité qui sont planifiés ou en construction feront appel au gaz naturel pour des raisons environnementales ainsi que des raisons économiques.

Bien que la solide croissance du gaz naturel se maintienne depuis plusieurs années, l'accroissement des approvisionnements gaziers accuse un certain retard depuis les deux dernières années. Cela s'explique principalement par les faibles prix du pétrole en 1997-1998, qui ont érodé les rentrées nettes dans le secteur de la production. Par la suite, les activités de forage ont diminué à l'échelle de l'Amérique du Nord. Le rétablissement marqué des prix du pétrole en 1999-2000 a incité les producteurs à reprendre les travaux de forage à un rythme soutenu. Toutefois, les délais persistent entre la mise en valeur des approvisionnements gaziers supplémentaires et leur intégration sur le marché.

Puisque la croissance de la demande a été supérieure à l'accroissement de l'offre, les prix du gaz naturel ont augmenté considérablement au cours de la dernière année. Récemment, les augmentations du prix du gaz ont eu des répercussions plus considérables pour les utilisateurs finals dans les provinces de l'Ouest, puisque le coût du gaz représente une proportion importante du coût total du gaz livré. C'est donc dire que les coûts de transport dans ces marchés sont inférieurs compte tenu de la proximité des approvisionnements gaziers. Le coût du gaz naturel pour les clients résidentiels, par exemple, représente désormais 65 % environ du prix total du gaz livré en Alberta, mais seulement 45 % au Québec.

Les producteurs de gaz naturel à l'échelle de l'Amérique du Nord ont mis en œuvre des programmes de forage dynamiques suite aux prix élevés qui prévalent actuellement. Ces derniers influeront sur l'offre et la demande et éventuellement un repli des prix du gaz naturel est prévu. Tout changement profond à la dynamique entre l'offre, le transport et la demande entraîne nécessairement une période d'ajustement sur le marché. Il est difficile, voire impossible, de prédire avec certitude les oscillations des prix sur les marchés des commodités.

L'examen du prix moyen pondéré à la frontière payé pour le gaz albertain révèle que les utilisateurs de gaz canadien ont payé un prix inférieur à celui des clients à l'exportation jusqu'en 1998 lorsque les prix ont convergés. Ces données permettent de conclure que les Canadiens ont eu accès à du gaz naturel à des modalités, y compris le prix, qui n'étaient pas moins favorables que celles dont pouvaient se prévaloir les clients à l'exportation.

Les systèmes de transactions électroniques ont permis de connaître plus facilement les prix en offrant des renseignements à jour aux intervenants sur le marché. Les marchés animés du disponible et des contrats à terme, tels que NYMEX et AECO-C/NIT, ont influé considérablement sur le prix du gaz naturel. Ils permettent aux intervenants sur le marché de gérer la volatilité des prix en ayant recours à des contrats à terme.

La vaste grille pipelinière offre de nombreuses options pour ce qui est des sources d'approvisionnement, des services de transport et des marchés d'utilisation finale. Au cours des quelques dernières années, l'ONÉ a approuvé plusieurs projets qui permettront aux intervenants sur le marché de disposer d'options supplémentaires. Le gazoduc Alliance rehaussera l'accès au marché à l'exportation et fournira une autre voie d'accès aux marchés de l'Ontario et du Québec, par l'entremise du gazoduc Vector, qui a été approuvé récemment. De plus, la production de gaz naturel provenant du projet extracôtier de l'île de Sable a débuté il y a peu de temps et permettra à la Nouvelle-Écosse et au Nouveau-Brunswick d'avoir accès au gaz naturel pour la première fois.

En bref, le fonctionnement du marché gazier a pu répondre aux besoins de gaz naturel des Canadiens à des prix correspondants à la juste valeur du marché.

GLOSSAIRE

Ajustement temporaire	Ajustement temporaire des tarifs qui reflète habituellement l'élimination des soldes de comptes de report.
Carrefour	Lieu géographique où un grand nombre d'acheteurs et de vendeurs négocient le gaz naturel et où le gaz naturel peut être physiquement livré.
Clients résidentiels	Partie du marché du gaz naturel représentant les logements privés et les grands complexes résidentiels comportant des logements munis de compteurs individuels.
Clients du marché captif	Volumes habituellement fournis par le distributeur local aux clients résidentiels et commerciaux.
Compte de report	Compte utilisé pour consigner les écarts entre les prévisions et les coûts réels d'un type particulier.
Contrat d'achat-vente	Entente en vertu de laquelle une partie vend du gaz à la tête de puits à une autre partie qui dispose de capacité d'utilisation pour un gazoduc donné, puis le rachète en aval et paie les coûts de transport et tout autre montant convenu.
Courtier-producteur	Entreprise qui regroupe un certain nombre de fournisseurs.
Déchets de bois	Produits combustibles comprenant de l'écorce pulvérisée, des sciures de bois, des copeaux, du bois d'œuvre de qualité inférieure et de rejets provenant de l'exploitation des usines de pâte à papier, des scieries et des usines de contreplaqués.
Gaz d'échange	Gaz naturel reçu d'une autre partie ou livré à cette dernière en échange de gaz naturel livré à cette autre partie ou reçu d'elle.
GNL	Gas naturel liquéfié.
Lessive de cuisson	Sous-produit de la fabrication des pâtes chimiques pouvant servir de combustible.

Marché secondaire	Marché dans lequel les expéditeurs ou les commercialisateurs établissent des contrats avec des parties autres que des compagnies pipelinières pour des services de transport ou des services de livraison du gaz. Ce marché n'est pas assujetti à la réglementation.
Marché du disponible	Marché comportant les transactions de gaz qui ont généralement une durée de 30 jours ou moins.
Marché industriel	Partie du marché du gaz naturel représentant les sociétés de fabrication, de foresterie et d'exploitation minière.
Marché commercial	Partie du marché gazier composée des entreprises et des institutions, y compris le gouvernement, le secteur agricole, le secteur des services, les écoles, les hôpitaux et les immeubles d'habitation.
Opérations de couverture	Opérations permettant de protéger un investissement du risque de pertes en cas de fluctuation des prix. Les opérations de converture consistent à protéger une transaction par une autre transaction. Une position acheteur pour un instrument sous-jacent peut être couverte ou protégée par une position vendeur compensatrice dans un instrument sous-jacent connexe.
Option	Entente qui donne au vendeur (ou à l'acheteur) le droit, mais non l'obligation, de vendre (ou d'acheter) une quantité déterminée de gaz naturel à un prix fixé d'avance.
Point de livraison	Point de livraison ou point d'intersection entre un gazoduc et un réseau de distribution local.
Prix net	Prix unitaire touché par un producteur gazier pour la vente de gaz naturel à des utilisateurs finals, moins les coûts pertinents. Ces derniers comprennent habituellement les coûts de transport et les frais de commercialisation.
Prix après traitement	Prix touché par les producteurs pour le gaz naturel livré à un réseau de gazoducs.
Service ferme	Service de transport dont le prix est relativement élevé jusqu'à concurrence d'un volume maximal sans interruption, sauf dans des circonstances extraordinaires.
Service interruptible	Service gazier assuré au client, mais qui peut être interrompu en fonction d'approvisionnements limités ou de restrictions de capacité du réseau.
Service de pointe	Service qui donne droit à un acheteur à une certaine quantité de gaz naturel livré à sa demande pendant les périodes de pointe.

Service de retour à charge	Transport du gaz naturel par substitution dans un gazoduc, de sorte que le gaz naturel soit livré à nouveau en amont de son point de réception.
Substitution	Dans le secteur du transport par gazoduc, remplacement d'une source de gaz naturel à un point donné par une autre source de gaz naturel à un autre point donné. La substitution permet de livrer le gaz naturel sous forme de retour à charge ou d'échange.
Swap	Contrat d'échange de rentrées nettes futures. Par exemple, un swap de prix fixe à prix flottant est la différence entre le prix fixe et le prix établi en fonction d'un indice comme celui de la bourse NYMEX.
Tarif de transport, de représentation, de facturation et de recouvrement	Distributeur local qui agit au nom d'un commercialisateur pour mettre en place le service de transport par gazoduc et la facturation des clients.
Tarif dégroupé	Tarif d'un service individuel et distinct offert par une compagnie pipelinière ou un distributeur local.
Transactions électroniques	Achats et des ventes de gaz qui ont lieu par l'entremise d'un système de commerce électronique. Ces systèmes permettent d'acheter et de vendre du gaz de façon anonyme et de déterminer les prix.
Ventes directes	Contrats d'achat de gaz conclus directement entre les producteurs, les courtiers, les commercialisateurs et les utilisateurs finals.
Volumes minimaux	Quantité minimale de gaz naturel livrée ou requise sur une période donnée à un taux uniforme.